

「再生可能エネルギーの大量導入に向けた
次世代電力ネットワーク安定化技術開発／①－1
日本版コネクト＆マネージを実現する制御システムの開発」
終了時評価報告書

2025年3月

国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構
研究評価委員会

2025 年 3 月

国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構
理事長 斎藤 保 殿

国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構
研究評価委員会 委員長 木野 邦器

NEDO技術委員・技術委員会等規程第34条の規定に基づき、別添のとおり評価結果について報告します。

「再生可能エネルギーの大量導入に向けた
次世代電力ネットワーク安定化技術開発／①－1
日本版コネクト＆マネージを実現する制御システムの開発」
終了時評価報告書

2025年3月

国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構
研究評価委員会

目 次

はじめに	1
審議経過	2
分科会委員名簿	3
研究評価委員会委員名簿	4
第1章 評価	
1. 評価コメント	1-1
1. 1 意義・アウトカム（社会実装）達成までの道筋	
1. 2 目標及び達成状況	
1. 3 マネジメント	
（参考）分科会委員の評価コメント	1-3
2. 評点結果	1-12
第2章 評価対象事業に係る資料	
1. 事業原簿	2-1
2. 分科会公開資料	2-2
参考資料1 分科会議事録及び書面による質疑応答	参考資料 1-1
参考資料2 評価の実施方法	参考資料 2-1

はじめに

国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構においては、被評価プロジェクトごとに当該技術の外部専門家、有識者等によって構成される分科会を研究評価委員会によって設置し、同分科会にて被評価対象プロジェクトの研究評価を行い、評価報告書案を策定の上、研究評価委員会において確定している。

本書は、「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発／①－1 日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発」の終了時評価報告書であり、NEDO 技術委員・技術委員会等規程第 32 条に基づき、研究評価委員会において設置された「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発／①－1 日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発」（終了時評価）分科会において評価報告書案を策定し、第 79 回研究評価委員会（2025 年 3 月 17 日）に諮り、確定されたものである。

2025 年 3 月

国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構
研究評価委員会

審議経過

● 分科会（2024 年 10 月 11 日）

公開セッション

1. 開会
2. 分科会の設置について
3. 分科会の公開について
4. 評価の実施方法について
5. プロジェクトの説明

非公開セッション

6. プロジェクトの補足説明
7. 全体を通しての質疑

公開セッション

8. まとめ・講評
9. 今後の予定
10. 閉会

● 第 79 回研究評価委員会（2025 年 3 月 17 日）

「再生可能エネルギーの大量導入に向けた

次世代電力ネットワーク安定化技術開発／①－1

日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発」（終了時評価）

分科会委員名簿

(2024 年 10 月現在)

	氏名	所属、役職
分科会長	ふくい しん た 福井 伸太	東洋大学 工業技術研究所 客員研究員
分科会長 代理	おがさわら じゅんいち 小笠原 潤一	一般財団法人日本エネルギー経済研究所 電力ユニット 研究理事
委員	いしだ たけ お 石田 健雄	一般財団法人日本電機工業会 技術戦略推進部 新エネルギー技術課 調査役
	さかもと おり え 坂本 織江	上智大学 理工学部 機能創造理工学科 准教授
	つじ たか お 辻 隆男	横浜国立大学 大学院工学研究院 知的構造の創生部門 教授

敬称略、五十音順

研究評価委員会委員名簿

(2025 年 3 月現在)

	氏 名	所属、役職
委員長	きの くにき 木野 邦器	早稲田大学 理工学術院 教授
委員	あさの ひろし 浅野 浩志	岐阜大学 特任教授 一般財団法人電力中央研究所 研究アドバイザー
	いなば みのる 稲葉 稔	同志社大学 理工学部 教授
	ごないかわ ひろし 五内川 拡史	株式会社ユニファイ・リサーチ 代表取締役社長
	すずき じゅん 鈴木 潤	政策研究大学院大学 政策研究科 教授
	はらだ ふみよ 原田 文代	株式会社日本政策投資銀行 常務執行役員
	まつい としひろ 松井 俊浩	東京情報デザイン専門職大学 情報デザイン学部 学部長・教授
	まつもと ま ゆ み 松本 真由美	東京大学 教育学部附属教養教育高度化機構 環境エネルギー科学特別部門 客員准教授
	よしもと ようこ 吉本 陽子	三菱 UFJ リサーチ&コンサルティング株式会社 産業創発部 事業戦略グループ 主席研究員

敬称略、五十音順

第 1 章 評価

1. 評価コメント

1. 1 意義・アウトカム（社会実装）達成までの道筋

本事業では、2030 年度の再生可能エネルギー導入の数値目標値の達成に向けて、系統の空き容量を最大限に活用する発電出力制御システムの実装に必要となる仕様の作成、実証システムの開発、実フィールドでの検証を実施している。成果の発表やアウトカム目標である 2024 年度～2027 年度の国内実装の達成に向けた道筋に基づいて、実施主体者及び国内実装の時期が明確に示されている。2027 年度中に実運用開始が見込め、系統増強を伴わないノンファーム接続により更なる再生可能エネルギー発電の導入拡大に大きく貢献すると考えられる。

知的財産・標準化戦略においては、成果の普及を目的に要求仕様等の事業成果は原則的に全てを公開とする一方で、システムセキュリティに関する評価結果については実運用を鑑み非公開とするなど、適切にオープン／クローズ戦略が設定されていたと評価できる。また、必要最低限の系統情報をコンソーシアム内で共有したことは、先進的な技術開発の推進のために効果的であったと考えられる。

今後は、開発されたシステムが幅広く導入され、様々な特徴を持つ系統で運用されていく中で課題が出てきた場合には、各々の送配電事業者での対応に留まらず、全体的にも連携して対応・展開できるような取組を期待する。

1. 2 目標及び達成状況

アウトカム目標は、2030 年の再生可能エネルギー導入見通し（36～38%）から、全国的に系統混雑が顕在化する 2027 年度以降のタイミングを勘案し、2026 年度までの送配電事業者によるノンファーム型接続導入としている。系統混雑の集中が予想される北海道、東北エリアに先行運用するスケジューリングがなされており、系統制約を克服する観点から適切に定められている。また、開発したシステムは各送配電事業者が順調に導入すると想定され、目標達成の見込みは高いと判断される。

アウトプット目標は、日本版コネクト&マネジメントシステムを開発し、実運用に供する基盤技術の確立としており、既設システムとも連携しつつ、本システムの開発を実現したことは、世界的にも類似の取組は無く、高く評価することができる。また、ローカル系統における再生可能エネルギー電源出力予測、需要の予測については、目標値の予測精度を大幅にクリアし、さらには、想定潮流と実績潮流の差に備えたマージンの設定・見直し方法についても考え方の整理が進められており、より汎用的な手法へと今後展開していくことが期待できる。

一方、日本版コネクト&マネジメントシステムの適用を受ける事業者（再生可能エネルギー発電事業者や蓄電池事業者等）の多くが、自らにどういった影響があるのかという理解が進んでいないことから、さらなる情報公開や説明会を実施することが望まれる。

今後は、再生可能エネルギー予測システムの精度向上の必要性を示しつつ、実システムでのさらなる精度検証、また、知見の蓄積により更なる技術の発展につなげていくことを期待する。さらに、既存システムや既存ツールの活用と改良による予測精度や処理性能の改善など国内での実用面からの新規性は極めて大きいこと、他国での本システムのニーズが高まることが予想されることを踏まえ、本事業で得られた成果において権利化できる範囲を検討して特許出願をすることも期待される。

1. 3 マネジメント

本事業における実施体制は、多岐に亘る技術開発を進めるために、多くの実施者間で適切に研究課題が分担され、その連携・協調のあり方についてもよく検討されている。また、2024 年度以降に系統制約による発電出力制御システムのニーズが高くなる東京、東北、北海道の一般送配電事業者が実施者となり、実システムに実装できるシステムの開発や、系統の課題に即した手法の開発がなされている。要素技術の開発や連携は高い水準でなされていることから、実施者は高い技術力を発揮していると評価できる。

研究開発計画については、時間軸に沿ったアウトプット目標達成に向けて実施項目の分担と連携が業務の流れに基づいて明確に決められている。また、新型コロナウイルス感染症の影響やプロジェクト実施期間中に政府の審議会において制御方法の一部見直しが実施される等の開発計画の修正を余儀なくされる事象に対しても、柔軟かつ適切に対応している点は高く評価できる。

今後、同様のシステム開発を行う場合は、より多様な条件下での試験を行うためにも、実証期間をより長く取れる様なスケジュールの設定が望ましいと考える。

(参考) 分科会委員の評価コメント

1. 1 意義・アウトカム（社会実装）達成までの道筋

＜肯定的意見＞

- ・ 2030 年度の再エネ導入の数値目標値の達成に向けて、系統の空き容量を最大限に活用する発電出力制御システムの実装に必要となる仕様の作成、実証システムの開発、実フィールドでの検証を実施している。制度変更への迅速な取組を行いつつ、国内実装の展開に向けた他の一般送配電事業者への仕様書の先行共有、発電事業者への PCS 改造仕様の公開、ならびに再エネ・需要ローカル予測システムの開発で得られた知見を他の NEDO 事業に提供している。成果の発表やアウトカム目標である 2024 年度～2027 年度の国内実装の達成に向けた道筋に基づいて、実施主体者ならびに国内実装の時期を明確に示している。
- ・ システム開発における技術要素ごとにオープン・クローズ領域が本事業での参加者間だけでなく、また国内の実装展開時に初めて参画する一般送配電事業者、メーカーに対して明確に提示されている。
- ・ 政府の審議会におけるノンファーム接続の混雑処理に関する方針の変更を受け、仕様の変更を行いながら事業の期日中に日本版コネクト&マネジメントシステムの標準仕様の策定を行い、2024 年 4 月東京電力 PG において日本版コネクト&マネジメントシステムの実適用開始に結びつけた。東京電力 PG 以外も沖縄電力を除く一般送配電事業者がシステムの開発を進め、2027 年度中に実適用開始が見込めるようになったことは高く評価できる。系統増強を伴わないノンファーム接続により更なる再生可能エネルギー発電の導入拡大に大きく貢献すると考えられる。
- ・ 非競争領域における各種仕様と系統情報等の積極的な公開を行ったことで、本事業に参画していない一般送配電事業者による日本版コネクト&マネジメントシステムの開発に貢献すると考えられる。また非競争領域のうち非公開情報であっても本事業を実施するにあたって必要な最低限の情報等をコンソーシアム参加者に開示したことで本事業の成果を向上させることに貢献した。
- ・ 国のエネルギー基本計画第 6 次において再エネの構成比率を 36～38%に拡大したことに対応しアウトカム（社会実装）達成までの道筋を修正している。本プロジェクト開始以前には系統接続容量の上限により再エネ普及が頭打ちになることが懸念されており、その制限を一つ取り払うことができることにより導入量が拡大できるという道筋は妥当である。
- ・ 本事業に参画していない他の一般送配電事業者にも成果を普及させるという観点からオープン戦略を取っており、全国大の普及が期待され、再エネの導入に貢献すると考えられる。
- ・ 本プロジェクトに関連する政策や制度変更柔軟に対応しながら、定められた期間内に予定通りにシステム開発と実証試験まで終え、実系統に導入できる技術開発がなされた。
- ・ 早い段階で仕様書が公開された点や、研究に必要なデータに関しては一部秘密情報

までも共有し、システム開発を効率的に進められていた点などが、今回の成果の標準化や事業化に資するだけでなく、今後の他のシステム開発にも貢献すると考えられ、高く評価する。

- ・ エネルギー基本計画で示されている再生可能エネルギー導入拡大の実現に向けて、従来の先着優先での接続ルールにおける問題点を明確に示した上で、電力系統の制約を克服するために「日本版コネクト&マネージ」の具体化が必要であることが適切に整理されている。「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発」の事業において、系統制約を克服するための様々な技術開発が 2019 年度から並行して行われた。多岐に亘る課題が複数の研究開発項目に適切に整理されており、事業全体として効果的な取組であったと評価できる。事業期間内に国による制度の方向性に変更が生じたものの、柔軟かつ適切に対応して技術開発・実証が達成されたことは高く評価できる。技術開発の成果については、本事業終了後も他の一般送配電事業者へと展開していく取組が具体的に行われており、ノンファーム接続電源の拡大を通じて国の政策である再生可能エネルギーの導入拡大に寄与することが期待できる。
- ・ 成果の普及を目的に要求仕様等の事業成果は原則的に全てを公開とする一方で、システムセキュリティに関する評価結果については実運用を鑑み非公開とするなど、適切にオープン／クローズ戦略が設定されていたと評価できる。必要最低限の系統情報をコンソーシアム内で共有したことは、先進的な技術開発の推進のために効果的であったと考えられる。

<問題点・改善点・今後への提言>

- ・ 再給電方式については調整力確保に向けた同時市場との整合性などさらに制度変更への対応が予想される。2024 年度以降での実施主体者の明確化と改造ボリュームとスケジュールの先行把握により必要時期に間に合うようにタイムリーに改造することが本事業で開発した発電出力制御システム活用の持続には重要となる。海外輸出の可能性が想定されており、輸入国の制度に応じたシステム機能変更の柔軟性を明らかにしておくことも必要となる。
- ・ 標準化戦略について不明である。国内実装だけでなく、海外輸出を視野にいれているとのことであり、標準化の方針をその要否を含めてステークホルダーに発信していただきたい。
- ・ 蓄電池における下げの活用は本事業では対象外になっており、蓄電池の下げの活用による再生可能エネルギー発電の余剰吸収のシステム化は今後の課題となっている。再生可能エネルギー発電の余剰分の時間シフトも電源の低炭素化に向けて一定の役割があると共に、蓄電池の事業機会の拡大に向けて有効であることから、今後のシステム開発に期待する。
- ・ 「事業者は事業終了後も NEDO と協力し、研究発表や成果の活用等を通じた”成果の普及”を積極的に進める。」としているが、日本版コネクト&マネジメントシ

システムの実適用の結果、自らにどのような影響があるか理解が進んでいない事業者（再生可能エネルギー発電事業者や蓄電池事業者等）も多いことから、成果の普及に今後も務めて頂きたい。

- ・ ノンファーム型接続は実現できたことは大きな前進であるが、再エネの主力電源化に向けては様々な技術課題がある。他の NEDO プロジェクト・事業の成果が期待される。
- ・ 開発されたシステムが今後幅広く導入され、様々な特徴を持つ系統で運用されていく中で課題が出てきた場合には、各々の送配電事業者での対応に留まらず、全体的にも連携して対応・展開できるような取組に期待する。
- ・ 今後、同様にシステム開発を行うようなプロジェクトがある場合にも、仕様書をプロジェクト期間中の早い段階で公開し標準化や事業化に速やかに結びつけていくことと、公開した情報に対する社会からのフィードバックを必要に応じてプロジェクトに反映していくことを期待する。

1. 2 目標及び達成状況

<肯定的意見>

- ・ 2022 年度～2023 年度において再給電方式（一定の順序）の実証システムへの一部実装を検討し、さらに将来のノーダル・ゾーン市場を見据えた LMP 算出のための ACOPF 適用の可能性についてシミュレーションにより検討している。アウトカム目標である 2024 年度～2027 年度の国内実装の達成に加えて、今後の制度変更の予測に基づく対応への先行着手を含めて迅速な取組を行っている。今後の系統増強の進展、系統運用サイドでの対応を踏まえると系統の混雑箇所は基幹系統を含めて減少方向にある。2029 年度の系統混雑予想によれば本システムでの活用は北海道、東北エリアに集中することに対応して、実装時期も他エリアに先行するスケジューリングが設定されている。
- ・ 2023 年度の実証システムでは、系統制約と需給制約を考慮したうえでの基幹系統では DCOPF を適用した再給電方式（一定の順序）、ローカル系統ではノンファーム電源の一律制御により、目標仕上がり時間である最長でも実需給直前までには出力制御量を配信完了できることが実フィールドの処理時間の実測により確認されている。送電線予測潮流については、マージンの個別適用により一定の予測精度を担保できる見通しを得ている。今後のローカル系統での混雑箇所が全国的にみても各エリアにおいて数か所程度と予想されていることから、ローカル系統ごとのマージンのアップデートは系統運用者に大きな負担を強いるものではなく、現実的な解決策として大いに評価できる。ローカル系統における再エネ電源出力予測、需要の予測については、従来のゾーンでの予測ではなく、個々の再エネ電源地点における気象情報を用いた発電出力の予測、配変単位での需要の予測により、目標値の予測精度を大幅にクリアできている。
- ・ 2022 年 12 月 14 日の電力広域的運営推進機関の需給調整市場検討小委員会におい

- て、2026 年度までに北海道エリアと中部エリアにおいて基幹系統において送電混雑の発生が見込まれるものの混雑処理用の ΔkW の必要量が少ないと想定される一方で、2027 年度以降、軽負荷期であるが全国各地で送電混雑が見込まれるとされており、各地の送電混雑発生見込み時期を踏まえ 2025～2027 年度に日本版コネクト&マネジメントシステムの運用を開始するとした目標設定は妥当と考えられる。
- ・ 既設システムとも連携しつつ、系統制約マネジメントシステム、需給制約マネジメントシステム及び出力制御配信システムで構成される日本版コネクト&マネジメントシステムの開発を実現したことは、世界的にも類似の取組は無く、高く評価することができる。例えばドイツでは既存の需給運用システムから独立的に再給電システムを運用しており、市場操作のリスクがあるとされているが、需給運用システムと一体化されている日本版コネクト&マネジメントシステムではそうした懸念は不要である。また「試験系でのフィールド実証により、既設システムからの各種情報を基に作成した想定潮流と実績潮流の差異を検証し、実潮流に近い潮流想定が算出可能なことを確認」とあり、実潮流の把握が十分に進展していない一般送配電事業者でも日本版コネクト&マネジメントシステムを実適用することにも貢献したと考えられる。対外発表においても中間評価時点よりも研究発表や講演等の数が増加しており、その点も評価できる。
 - ・ アウトカム目標を 2030 年再エネ導入見通し（36～38%）に対応し、2026 年度までに成果（ノンファーム型接続）を全国の送配電事業者を導入するとしている。システム開発が成功すれば各送配電事業者が順調に導入すると想定され、目標は適切で達成の見込みは高いと判断される。
 - ・ 日本版コネクト&マネジメントシステムを開発し、実運用に供するとしており、実証評価を経て、目標を達成している。他の一般送配電事業者にも展開されつつある。本成果により、ノンファーム接続による再エネの連系量拡大が可能になり国のエネルギー基本計画の達成に向け大きく貢献していると言える。
 - ・ 日本において系統混雑が見込まれる時期に応じて各一般送配電事業者での導入できるように成果が得られ、共有されており、目標は適切であり、達成見込みも充分高いと考える。今後も外部環境の変化に応じて様々な運用が系統に求められていくことが想定される中で、今後のシステム開発にも非常に役に立つ知見が得られたと考える。現在に限らず将来に亘ってその時点の系統の送電設備容量を極力活用できる点で、社会便益において大きな成果が得られたと考える。
 - ・ 手法の開発とシステムの開発から始めて、複雑な制御システムを、プロジェクト期間中に新たに整理された出力制御ルール等にも対応しながら実系統の運用に実装できる水準で開発し、実証試験まで完了した点が高く評価できる。理論検討やシミュレーションに留まらず、様々な制約のもと、発電事業者の協力も得て、開発された手法が十分な精度を持って実系統に適用できることを検証した点が高く評価できる。
 - ・ 全国的に基幹系統・ローカル系統における混雑が顕在化するタイミングを勘案した

上で、アウトカム目標が設定されている。再生可能エネルギーの導入拡大を実現するための系統制約を克服する観点から、適切に目標が定められたと考えられる。**2023** 年度のフィールド実証を経て、**2024** 年度よりノンファーム一律制御が既に運用開始されている。また、事業実施期間中に生じた制度変更を反映して再給電方式の仕様も構築されており、今後適切な時期に運用開始されることが期待される。以上の観点からアウトカム目標の達成は十分に見込まれるものと期待できる。

- ・ ノンファーム型接続システムを通じた出力制御により混雑が回避できることや、系統制御と需給制御の協調について検証が進められ、それぞれ妥当性が示されている。一律制御によるシステムがすでに運用開始されており、更に当初計画にない制度変更を反映した仕様反映も行われた。非常に優れた成果が得られたと評価できる。想定潮流と実績潮流の差に備えたマージンの設定・見直し方法についても考え方の整理が進められており、より汎用的な手法へと今後展開していくことが期待できる。多角的な研究開発の成果から多様な副次的効果が期待できる。特に、最適潮流計算等に係る先行的な研究については、市場主導型の電力系統に向けた今後の事業において非常に有用な知見になると評価できる。

<問題点・改善点・今後への提言>

- ・ 現時点では、ローカル系統ではエリアによって混雑の発生状況が大きく異なることから、本事業で開発された発電出力制御システムをそのまま適用するのではなく、機能を限定してローカル系統に適用する、又は各エリアで現在、独自に運用されている需給制約用の発電出力制御システムに系統制約の処理を追加実装する可能性もある。投資費用抑制の観点からは全国実装への展開方法については代替案もあることに留意しておく必要がある。
- ・ 再給電方式（一定の順序、市場主導型）に向けた **DCOPF** と **SCUC+ACOPF** 適用の性能検証は基幹系統を対象にして行われている。一方でローカル系統では、基幹系統に比べて送電性のリアクタンスに対する抵抗の比率が大きくなること、送電線のリアクタンスが相対的に大きくなること、さらにはオンラインで系統情報が得られない地点が存在することが挙げられる。これらの系統特性やオンラインの情報不足により、一部の特別高圧系統では **DCOPF** の精度低下や制約条件の与え方によっては **ACOPF** による解が求まらないなどの課題がある。基幹系統での混雑は系統増強又は系統運用サイドでの対応により、**2029** 年度の最新の混雑予想では全国でもローカル系統の混雑設備数の方が多い見通しから、本事業においては体制面の制約からだけでなく費用対効果の観点からもローカル系統適用時の特有の課題を優先して解決しておけば、より実際の混雑様相にあった出力制御システムの効果を確認できる実証が行えた可能性がある。新聞や学会での速報性を重視する会議体での論文発表は行われているが、事業化を見据えた知的財産の権利化につながる特許出願は行われていない。本事業では実用システムの国内実装をアウトカム目標としているため、学術面における新規性は小さいが、既存システムや既存ツールの活用と改

良による予測精度や処理性能の改善など国内での実用面からの新規性は極めて大きい。再エネ出力予測システムは、離島の系統や本島のマイクログリッドへの応用が期待されている。本事業で得られた成果において権利化できる範囲を検討して特許出願をする必要がある。

- ・ 今後の混雑発生が予想されているローカル系統での再給電方式（一定の順序）での実フィールドでのシステムの仕上がり時間の早期検証が望まれる。発電出力制御システムは中給をはじめとする多くの既設システム、系統制約サーバ、需給制約サーバ、発電事業者との通信システム、発電事業者の PCS 制御など多くのサブシステムから構成されている。ローカル系統においても混雑発生時の輻輳は、2029 年度での予想に従えば、かなり限定的と見込まれるが、オンラインで系統への供給力を制御するシステムであることを踏まえると本事業では考慮されていない混雑輻輳時のスループット性能の検証、30 分コマ内での N-1 電制動作時による発電制御量の補正、さらにはオンラインシステムとしての一部のサブシステム不具合時のシステム全体の冗長性確保も視野にいておく必要がある。
- ・ 日本版コネクト&マネジメントシステムを通じて制御の対象となっている事業者の多く（再生可能エネルギー発電事業者や蓄電池事業者等）は、いつ頃からどの程度制御を受ける可能性があるか知らないことが多いため、記者が常駐しておらずほとんど報じられることのない電力広域的運営推進機関のみならず、記者が常駐している資源エネルギー庁の審議会等を通じて積極的に情報公開を進めて頂きたい。
- ・ 日本版コネクト&マネジメントシステムの適用を受ける事業者（再生可能エネルギー発電事業者や蓄電池事業者等）の多くが、自らにどういった影響があるのかという理解が進んでおらず、さらなる情報公開や説明会を実施することが望まれる。また日本版コネクト&マネジメントシステムの説明資料が本システムの運用に係る側面に止まっており、設備形成面での評価や系統増強が見込まれる時期（制御の対象外となる時期）との関係に触れられておらず、事業計画の評価や策定が難しいという声も多く、説明の仕方の面で考慮して頂きたい。2024 年 6 月に発効した改正 EU 電力指令では指令第 6a 条で日本のノンファーム接続に該当する Flexible connection が義務化されており、他国での本システムのニーズが高まることが予想され、システムの輸出にも取り組んではいかがか。
- ・ 本成果により、発電量や需要予測がより正確にできるようになってきている。今後は、より発電量や需要予測の精度を上げることで、出力制御の低減への貢献が高まることが期待される。
- ・ プロジェクト期間中のアウトカム目標や達成状況は適切であったとは考えられるが、昨今、外部環境の変化が速く大きいことから、実際のアウトカムに関しては可能であればプロジェクト終了後にも何らかの形で検証（フォロー）されることを期待する。得られた成果の国内展開は十分に達成される見込みがあるので、追加的な内容となるが、国際展開にも期待したい。

- ・ 研究期間や発電事業者の協力を得る必要があるといったことからやむを得ないことではあるが実証試験の対象系統や期間が限られていたため、今後の展開を通して実系統でのさらなる検証や知見の蓄積に期待するとともに、運用上の課題が出てきた場合には、必要に応じて適切な場を設け、解決や更なる技術の発展につなげていくことを期待する。
- ・ 電力系統の構成が出力制御に及ぼす影響を考慮して、適切に実証対象の系統が選定されている。一方で、より多様な系統での実証の必要性について示すことも意義があると思われる。再エネ予測システムの精度検証については、予測精度と出力制御量の関係などの観点から、精度向上の価値について言及できると良い。

1. 3 マネジメント

<肯定的意見>

- ・ 2024 年度以降、系統制約による発電出力制御システムのニーズが高くなる東京、東北、北海道の一般送配電事業者が実施主体者となって、実証システムの開発と実フィールドでの性能検証を行っており、短期間ながら効率よく研究成果の目標に対する達成に大きく貢献したと評価できる。再給電方式における市場主導型への見直しについては、海外での先行事例をもとに先行着手できる研究機関を配置している。ゾーン・ノード市場に向けた基幹系統における SCUC+ACOPF の具体的なシミュレーションから実用面での知見を得ることができている。研究で使用されたデータの共有方針が明確化されており、事業終了後の研究開発や事業化における更なる成果が期待できる。
- ・ 時間軸に沿ったアウトプット目標達成に向けて実施項目の分担と連携が業務の流れに基づいて明確に決められている。実フィールドでの検証においては仕様面での不適合の事象が発生すれば、適宜フィードバックされて仕様検討に反映されて、再検証するプロジェクト運営となっている。
- ・ 日本版コネクト&マネジメントシステムの開発は系統増強を伴わずに再生可能エネルギー発電の導入拡大を進めることを可能にする上で、大きな役割を果たすが、政府の 2030 年再生可能エネルギー導入率目標（36～38%）という高い目標を達成に貢献するものである。2030 年という残された時間が短いことを踏まえると、民間に委ねるのみでは達成が難しいこと、また NEDO が関与することで事業に参加していない一般送配電事業者のシステム開発にも大きな貢献を果たしていると考えられる。プロジェクトに幹事会社である東京電力 PG のみではなく、北海道電力ネットワーク及び東北電力ネットワークが加わることで、東京エリア特有の事情のみではないシステム開発を行うことが可能になったと考えられる。
- ・ 新型コロナウイルス感染症の影響やプロジェクト実施期間中に政府の審議会において制御方法の一部見直しが実施される等、開発計画の修正を余儀なくされる事象があったが、適切に対応したと考えられる。
- ・ また中間評価への指摘に対しても十分に対応できていると評価するこ

とができる。

- ・ 実施者は高い技術力を有し責任体制も明確で機能していた。また成果をオープン戦略により他の一般送配電事業も導入されつつあり成果の利活用も適切である。
- ・ スケジュールは守られており、これにより既に発電事業者や東京電力 PG での実装が進んでいることは評価できる。
- ・ 研究開発期間中に、実システムに実装できる水準で各システムの開発及び検証が高い水準でなされた点が高く評価できる。計算手法や予測手法の開発に関し、学術的に高い水準であることに加え、実システムの現在や将来の課題に即した幅広い活用が見込める点が高く評価できる。総合して、研究開発期間内に高い成果が得られたことから、マネジメントも適切だったと考えられる。
- ・ 実システムに実装できるシステムの開発や、システムの課題に即した手法の開発がなされており、要素技術の開発や連携は高い水準でなされたと考えられる。研究開発期間中に目標が達成されており、スケジュールが適切に計画されていたと考えられる。
- ・ 多岐に亘る技術開発を進めるために、多くの実施者間で適切に研究課題が分担され、その連携・協調のあり方についてもよく検討された体制となっていた。研究開発の効果的な推進のために、事業者間でのデータの取り扱いについても事前に合意を得た上で適切に共有されていた。
- ・ NEDO のマネジメントの下、要素技術間での連携を取りつつ適切なスケジュール感で事業が遂行された。検討委員会での議論を踏まえた事業の進捗確認やフィードバックも適切に機能していたと考えられる。国の政策と密に関連する研究課題であることを踏まえ、適宜、国の審議会等に進捗状況が報告されており、適切な進め方であったと評価できる。結果的に、制度変更への柔軟な対応も進められた点は高く評価できる。新型コロナウイルス感染症に関して、適宜柔軟な対応が進められたことにより、大きな影響を生じずに事業が遂行された。

<問題点・改善点・今後への提言>

- ・ PM、PL/SPL、PJ 全体統括者、各実施項目責任者のそれぞれの責任範囲とプロジェクト全体の指揮系統について見える化が望まれる。
- ・ 事業開始時には想定していなかった再給電方式（一定の順序）を発電出力制御に取り込むことになり、結果として基幹系統より混雑の発生が多くなるローカル系統での再給電方式の実証が 2023 年度中では実施できなくなった。当初の一律制御による発電出力制御の実証期間が 2023 年度の 1 年間ではなく年末の非常に限られた日数となり、再エネ電源が十分に出力していない時期での実証を強いられたことは否めない。基幹系統だけでなくローカル系統に再給電方式を反映することが体制面から難しいのであれば、本来であれば本事業当初のスコープ外であることから、基幹系統においても仕様の検討までにとどめるか、又はローカル系統の実証体制を強化することが必要である。基幹系統での実証は当初の計画通りに東京エリアを対象に行われているが、2029 年度の最新の混雑予想では限定的との見通しである。全国で

も北海道と東北エリアが主体である。日本版コネクト&マネージメントシステムの開発であるので、本事業で扱う実証システムが対象とする基幹系統は混雑箇所での潮流感度が低い超高压系統は縮約するなどの工夫により工数低減が図れてローカル系統における再給電方式適用の実証が一部でも行えた可能性がある。

- ・ 本事業ではスケジュールは適切に計画されていたと推定するが、具体的なプロジェクトの進捗管理方法は不明である。
- ・ 日本版コネクト&マネージメントシステムの開発においては、抑制の対象となる事業者（再生可能エネルギー発電事業者や蓄電池事業者等）からシステムのインターフェイスについて意見を直接聴取することはなかった。制御の指示が発電所の PCS に直接送信するのみだが、例えばアグリゲータ側にも配信を希望するニーズもあり、制御を受ける側にも意見を聴取する機会があっても良かったのではと考える。
- ・ 本事業の参加者が主に旧一般電気事業者系の事業者で構成され、それ以外の発電事業者（新規参入側）が含まれていなかったこと、及び検討委員会も学識者で構成されていたこと等から、制御を受ける側の視点が十分に反映されにくかったのではないと思われる。発電事業者との接点はフィールド実証に参加してもらった太陽光・風力発電事業者との間ではあったが、制御の試行であり、インターフェイスの確認ではなかったと推察される。今後、類似の事業を行うにあたっては、制御を受ける側という視点もあっても良いのではないか。
- ・ 本プロジェクトで開発されたシステムや手法は再生可能エネルギーや系統設備の活用に非常に有用であると考えられるので、今後も機会を捉えて実系統において検証し、更なる研究開発が継続して行われることを期待する。
- ・ 実系統を対象とすることや発電事業者の協力が必要であったという制約や、プロジェクトに関連する制度変更を反映したことなどからやむを得ないことは考えられるが、実証試験の対象や期間が限られていたので、今後同様のシステム開発を行うプロジェクトに関しては、できれば実証試験期間に余裕をみたスケジュールの設定が望ましいと感じられた。
- ・ フィールド実証は短期間での実施となり、参加した発電事業者数も限定的であった。やむを得ない部分が大いと思われるものの、より多様な条件下での試験を行うためにも、実証期間をより長く取れることが望ましいと考える。

2. 評点結果

評価項目・評価結果		各委員の評価					評点
1. 意義・アウトカム（社会実装）達成までの道筋							
(1)アウトカム達成までの道筋		A	A	A	A	A	3.0
(2)知的財産・標準化戦略		A	A	A	A	A	3.0
2. 目標及び達成状況							
(1)アウトカム目標及び達成見込み		A	A	A	B	A	2.8
(2)アウトプット目標及び達成状況		B	B	A	A	A	2.6
3. マネジメント							
(1)実施体制		A	A	A	A	A	3.0
(2)研究開発計画		B	A	A	B	A	2.6

《判定基準》
A：評価基準に適合し、非常に優れている。
B：評価基準に適合しているが、より望ましくするための改善点もある。
C：評価基準に一部適合しておらず、改善が必要である。
D：評価基準に適合しておらず、抜本的な改善が必要である。

（注）評点は A=3、B=2、C=1、D=0 として事務局が数値に換算・平均して算出。

第2章 評価対象事業に係る資料

1. 事業原簿

次ページより、当該事業の事業原簿を示す。

「再生可能エネルギーの大量導入に向けた 次世代電力ネットワーク安定化技術開発」

研究開発項目①－ 1 日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発

事業原簿【公開版】

担当部	国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 再生可能エネルギー部
-----	---

更新履歴

更新日	更新内容
2021 年月 10 日	初版発行（中間評価）
2024 年 9 月	第 2 版発行（終了時評価）

目次

概 要.....	1
プロジェクト用語集.....	1
1. 意義・アウトカム（社会実装）達成までの道筋.....	1-1
1.1. 事業の位置づけ・意義.....	1-1
（１）政策的な重要性.....	1-1
（２）我が国の状況.....	1-1
（３）世界の状況.....	1-2
（４）本事業のねらい.....	1-3
1.2. アウトカム達成までの道筋.....	1-3
1.3. 知的財産・標準化戦略.....	1-6
2. 目標及び達成状況.....	2-1
2.1. アウトカム目標及び達成見込み.....	2-1
2.1.1. アウトカム目標とその妥当性.....	2-1
2.1.2. アウトカム目標の達成見込み.....	2-1
2.2. アウトプット目標及び達成状況.....	2-3
3. マネジメント.....	3-1
3.1. 実施体制（日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発）.....	3-1
3.2. 受益者負担の考え方.....	3-2
3.3. 研究開発計画.....	3-2
3.4. 中間評価結果への対応.....	3-3
3.5. 動向・情勢変化への対応.....	3-4
3.6. 成果普及への取り組み.....	3-4
4. 目標及び達成状況の詳細.....	4-1
4.1. 日本版コネクト&マネージメントシステムの開発.....	4-2
4.1. (1) ロジック検討.....	4-6
4.1. (2) 特別高圧発電設備向けの制御値伝送仕様とそのセキュリティ対策の検討.....	4-30
4.1. (3) 仕様検討.....	4-33
4.1. (4) システム開発.....	4-35
4.2. 既設システムの改修.....	4-42
4.2. (1) 仕様検討.....	4-43
4.2. (2) 既設システム改修.....	4-48
4.2. (3) 予測システム改修.....	4-50
4.3. 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討.....	4-56
4.3. (1) 太陽光発電のローカル予測精度の検討.....	4-59
4.3. (2) 風力発電のローカル予測精度の検討.....	4-68

4.3. (3) 需要のローカル予測精度の検討	4-77
4.3. (4) 需給運用への予測選択手法の開発	4-80
4.3. (5) ローカル日射予測に基づく PV 出力の系統制御特性の評価手法の開発	4-82
4.4. セキュリティに関する評価	4-83
4.4. (1) セキュリティに関する評価	4-84
4.5. フィールド実証	4-85
4.5. (1) データ分析.....	4-86
4.5. (2) フィールド実証	4-89
4.6. 海外動向調査.....	4-102
4.6. (1) 海外動向調査.....	4-103
添付資料	1
●プロジェクト基本計画	1
●プロジェクト開始時関連資料（事前評価結果、パブリックコメント募集の結果）	14
●論文・外部発表等リスト	16

概 要

プロジェクト名	NEDO プロジェクト名：再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発 研究開発項目①ー 1 日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発 METI 予算要求名称：再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代型の電力制御技術開発事業	プロジェクト番号	P19002
担当推進部/ プロジェクトマネージャーまたは担当者 及び METI 担当課	(担当推進部) 2019 年 8 月～2021 年 3 月：スマートコミュニティ部 2021 年 4 月～2024 年 6 月：スマートコミュニティ・エネルギーシステム部 2024 年 7 月～現在：再生可能エネルギー部 (プロジェクトマネージャー：PMgr) 前野 武史 (2019 年 8 月～2023 年 3 月) 小笠原 有香 (2023 年 4 月～現在) (担当者) 横溝 拓也 (2019 年 8 月～2022 年 3 月) 永田 充穂 (2019 年 8 月～2020 年 9 月) 須藤 晴彦 (2019 年 8 月～2020 年 9 月) 嘉手苺 敦 (2020 年 3 月～2022 年 2 月) 本山 秀樹 (2020 年 10 月～2022 年 9 月) 横山 一朗太 (2020 年 10 月～2022 年 6 月) 佐々木 雄一 (2021 年 4 月～2022 年 3 月) 門吉 宣幸 (2022 年 3 月～2024 年 2 月) 小河原 竜一 (2022 年 7 月～2024 年 6 月) 山本 航介 (2023 年 4 月～現在) 知念 竜希 (2024 年 3 月～現在) 柴田 真吾 (2024 年 7 月～現在)		
0. 事業の概要	再生可能エネルギーの増加に伴う既設システムの混雑に対して、既存システムを最大限活用していくために、システムの空き容量を柔軟に活用し、一定の制約条件の下でシステムへの接続を認める「日本版コネクト&マネージ」を実現するため、本事業では、日本版コネクト&マネージの 1 つであるノンファーム型接続のためのシステムの開発を目的として、2019 年度のフィジビリティスタディの結果やノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を踏まえ、以下の項目について実施した。 (1) 日本版コネクト&マネジメントシステム (C&M システム) の開発を実施。(2) 開発する C&M システムに必要なデータと、電力会社の既設システムから取り出すためのシステム改修を実施。 (3) 送電システム毎の再生エネの発電量や需要を予測するため、既存の予測技術を用いた予測誤差について調査・分析を実施。(4) 開発するシステムを運用する際のリスク・セキュリティ対策について、評価検討。(5) 開発するシステムを用いて、実システムでの実証を実施。(6) 海外におけるノンファーム型接続に関連する最新の制度の議論状況、電力系統解析技術、再生エネ発電量予測技術等について、欧州・米国等の諸外国の動向について調査。		
1. 意義・アウトカム (社会実装) 達成までの道筋			
1.1 本事業の位置付け・意義	2018 年 7 月に閣議決定された第 5 次エネルギー基本計画において、再生可能エネルギーの主力電源化へ向けた取組が掲げられ、2030 年度の総発電電力量のうち、再生可能エネルギーの割合を 22～24%程度とする導入目標が掲げられた。さらに、2021 年 10 月の「第 6 次エネルギー基本計画」において、再生可能エネルギー割合は 36～38%程度に引き上げられ、この実現に向けた取組が急務となっている。当時の日本では、新規に電源を系統に接続する際、系統の空き容量の範囲内で先着順に受け入れ		

	を行い、空き容量がなくなった場合にはシステムを増強した上で追加的な受け入れを行うこととなっていた。系統の増強には多額の費用と時間が伴うものであることから、まずは、既存系統を最大限活用していくことが重要である。系統の空き容量を柔軟に活用し、一定の制約条件の下で系統への接続を認める「日本版コネクト&マネージ」の仕組みの具体化に向けた取組を進めていく必要があった。 日本版コネクト&マネージは、資源エネルギー庁及び電力広域的運営推進機関を中心に議論が進められており、本事業では、制度設計の取決め状況を確認しながら、既存系統の空き容量を柔軟に活用し、一定の条件の下で系統への接続を認めるノンファーム型接続といった「日本版コネクト&マネージ」を実現する効果的かつ合理的な制御システムを開発してきた。開発した装置についてはフィールド試験を実施しその効果が十分であることを確認した。また、「日本版コネクト&マネージ」の基盤技術を確立し仕様の国内標準化を図ることで、国内において再生可能エネルギーの早期普及拡大が期待できる。	
1.2 アウトカム達成までの道筋	系統混雑が発生する電力系統においても、空き容量を柔軟に活用し系統増強を待たずに接続を可能とするノンファーム型接続により再エネ等の電源の導入拡大を推進する。そのため、本事業の成果は原則公開とし、開発した日本版コネクト&マネージメントシステムの仕様等を一般送配電事業者等に共有することで、各一般送配電事業者にて電力系統に C&M システムの導入を進める。	
1.3 知的財産・標準化戦略	本事業の目的は政府の方針であるノンファーム型接続を早期に可能とするシステムの開発であり、本事業に参画していない一般送配電事業者等にも成果を普及することから、システム仕様等の本事業の成果は、原則としてすべて公開（オープン）を基本とした。また、事業者は事業終了後も NEDO と協力し、研究発表や成果の活用等を通じた“成果の普及”を積極的に進める。 また、「系統情報の公表の考え方」（資源エネルギー庁）で定められるデータを含め、本事業実施のために必要な最低限の情報等を秘密情報としてコンソーシアムメンバーへ開示し、成果最大化を図っている。 他方、C&M システムに対するペネトレーションテストの結果詳細は、実運用に鑑み非公開とする。ただし、セキュリティ対策とその考え方はシステム基本機能仕様書に反映し一般送配電事業者等に共有している。また、C&M システムの各社システム固有の内容は、ノウハウとして秘匿している。ただし、公開している仕様書にて他の一般送配電事業者は同様のシステム開発は可能となっている。	
2. 目標及び達成状況		
2.1 アウトカム目標及び達成見込み	本事業では、「第 6 次エネルギー基本計画」における 2030 年の再生可能エネルギー発電の導入目標である 36～38%程度の実現に貢献するため、系統制約を克服し再エネの早期普及拡大に寄与する日本版コネクト&マネージメントシステムを全国の電力系統に導入することを目標としている。 各一般送配電事業者がシステムの導入に必要な仕様は共有済みであり、各一般送配電事業者によるシステムの運用開始は 2025～2027 年度予定となっており、当面混雑の発生見込みのない沖縄エリアを除き本事業の目標は達成される見込みである。	
2.2 アウトプット目標及び達成状況	アウトプット目標は日本版コネクト&マネージメントシステムの仕様を検討し、フィールド実証にて開発したシステムの妥当性を確認したうえで、システムの要求仕様を取り纏めることとしている。 本事業においては東京電力パワーグリッドがフィールド実証を通して日本版コネクト&マネージメントシステムを 2024 年度より運用開始しており、要求仕様も取りまとめ済みであることから目標を達成している。	
3. マネジメント		
3.1 実施体制	プロジェクトマネージャー	スマートコミュニティ・エネルギーシステム部 主査 小笠原 有香
	プロジェクトリーダー	・プロジェクトリーダー： 岩本 伸一 学校法人早稲田大学 名誉教授 ・サブプロジェクトリーダー：

		奈良 宏一 国立大学法人茨城大学 名誉教授					
	委託先	・委託先 東京電力パワーグリッド株式会社（東京 PG）、東京電力ホールディングス株式会社（東京 HD）、北海道電力ネットワーク株式会社（北海道 NW）、東北電力ネットワーク株式会社（東北 NW）、一般財団法人電力中央研究所（電中研）、株式会社テプコシステムズ（テプシス）、東京電設サービス株式会社（TDS）、株式会社日立製作所（日立）、四国計測工業株式会社（四国計測）、一般財団法人日本気象協会（気象協会）、伊藤忠テクノソリューションズ株式会社（CTC）、国立大学法人東京大学（東京大学） ・再委託先 千葉工業大学					
3.2 受益者負担の考え方	受益者負担の考え方 本事業は、日本版コネクト＆マネージを実現する制御システムの開発を通じ、ノンファーム型接続を実現することによって、「第 5 次エネルギー基本計画」及び「第 6 次エネルギー基本計画」における 2030 年の再生可能エネルギー発電の導入目標の実現に貢献するために実施するものである。政策と連携しつつ、多様なステークホルダーの協力が必要な研究開発であり、再生可能エネルギーの普及や電力の安定供給に貢献するものであるため、民間が自主的に実施することが困難な研究開発である。						
	主な実施事項	2019fy	2020fy	2021fy	2022fy	2023fy	
	日本版コネクト＆マネージ実現に向けたフィージビリティスタディ	委託	—	—	—	—	
	日本版コネクト＆マネージを実現する制御システムの開発	—	委託	委託	委託	委託	
3.3 研究開発計画							
事業費推移 [単位:百万円]	主な実施事項	2019fy	2020fy	2021fy	2022fy	2023fy	総額
	日本版コネクト＆マネージ実現に向けたフィージビリティスタディ	89	—	—	—	—	89
	日本版コネクト＆マネージを実現する制御システムの開発	—	946	2,411	3,219	1,374	7,949
	会計（特別）	89	946	2,411	3,219	1,374	8,038
	総 NEDO 負担額	89	946	2,411	3,219	1,374	8,038
	情勢変化への対応	○ 社会にとってより合理性のある方法が追求される中、本事業での開発は、国の審議会での議論と同時並行で進めることとなった。当該審議を踏まえ、対象系統の拡大、制御方式の変更が求められ、こ					

		うした国の方針に則るべく、事業の途中で C&M システムの仕様の変更等を行いながら開発を進めてきた。	
		○ 新型コロナウイルス感染症により、研究開発の進捗に若干の影響があったものの、対面の打ち合わせをオンライン会議にすることや海外調査において机上調査を重点的に行うことなどの工夫を行うことによって、大幅な遅れは発生せずに済んでいる。	
		○ さらに、第 5 次及び第 6 次エネルギー基本計画では、メルットオーダーを追求した市場を活用する新たな仕組み（市場主導型：ゾーン制やノードル制）への見直しと早急な実現を目指すとされていた。本事業における、最適潮流計算（OPF）に基づく系統制御ロジックの検討や海外調査と並行して、制度議論への貢献を見据え、NEDO にて 2022 年度に「市場主導型の系統混雑管理手法に関する動向調査及び課題等の抽出検討」を追加的に実施し、海外での先行事例や検討状況に関する動向や課題を整理した。これら検討結果を踏まえ、2024 年度から NEDO 事業「電源の統合コスト低減に向けた電力システムの柔軟性確保・最適化のための技術開発事業（日本版コネクト & マネージ 2.0）／市場主導型制御システムの技術検討」を開始し、本事業での検討成果を高度化・発展させてゆく。	
	中間評価結果への対応	中間評価での御指摘を踏まえ、事業を推進してきた。例えば、東西の一般送配電事業者の連携にも十分留意しつつ、システム開発を行うことに対するコメントに対しては、ループ系統を含め、国で整理された制御方法等でも様々な系統に適用できるよう、検証を実施し、システム仕様案についても各一般送配電事業者と情報共有を行いながら、システム開発を実施している。また、各一般送配電事業者の状況を考慮し出力制御対象範囲も変更している。	
	評価に関する事項	事前評価	2018 年度実施 担当部 スマートコミュニティ部
中間評価		2021 年度実施 担当部 スマートコミュニティ部	
終了時評価		2024 年度実施 担当部 再生可能エネルギー部	
別添			
	研究発表、講演、論文	34 件（2024 年 6 月時点）	
	その他の外部発表（プレス発表等）	18 件	
	基本計画に関する事項	作成時期	2021 年 10 月 作成
		変更履歴	2024 年 9 月 改訂（終了時評価）

プロジェクト用語集

用語		説明
ACOPF	AC Optimal Power Flow	AC 潮流計算の潮流方程式を制約条件とした OPF
OPF	Optimal Power Flow	最適潮流計算。各発電機の出力や各母線の電圧、各送電線の送電容量など、電力系統運用上の種々の制約条件を満足させながら、燃料費最小化のような、ある目的を最適化する運用状態を決定するための計算手法
LFM	—	気象庁が運用する数値予報モデルの 1 つで、局地モデル（Local Forecast Model）とも呼ばれる。空間解像度は 2km で 30 分粒度、10 時間先までの予測が利用可能。
N-1 電制	N-1 Intertrip	送変電設備の単一設備事故時にリレーシステムで各発電所から送電線への接続を瞬時に制限することで運用容量を拡大する手法
SOLASAT 9-Now	—	日本気象協会の独自技術により作成した、気象衛星ひまわり 8・9 号の衛星画像を活用した日射量推定情報。空間解像度は 500m で 2.5 分毎のデータが利用可能。
SYNFOS-solar	—	日本気象協会が運用する独自数値気象モデルであり、日射量に特化したチューニングを施している。空間解像度は 5km で、30 分粒度、78 時間先までの予測が利用可能。
Unit Commitment	—	発電機の起動停止計画を作成すること
Δ LMP	Delta-LMP	系統制約による LMP の変化分
運用容量	Operational Capacity	送電線や変圧器等の設備毎に定められた、電力を安定的に送電できる容量。一般的には熱容量による制約となることが多いが、過渡安定性や電圧安定性によって決まる場合もある。
過積載率	DC/AC Ratio	太陽光パネル容量と連系用パワーコンディショナー容量の比
既設システム	Existing system	『需給スケジュール作成システム』、『需要予測システム』、『再エネ予測システム』、『広域情報処理システム』、『需給制御システム』、『託送システム』、『系統制御システム』など、日本版コネクト＆マネージメントシステムと関係する東京 PG が所有するシステムの総称
逆潮流	Reverse Power Flow	系統連系している設備から発電した電力の全てまたは余剰電力分を系統へ逆流させる流れ
系統切替	System switching	機器、送電線等の補修による運転停止や、需要、供給力の季節的変化に対応する潮流是正等のため、開閉装置及び付属装置の操作により系統接続の変更を行うこと

系統制約マネジメントシステム	Network Congestion Management System	潮流状態を予測して混雑箇所を特定し、系統混雑管理を行うシステム
系統利用ルール	Electricity Network Guidelines	発電設備または需要設備を系統へ連系する際の業務運行及び接続検討の基本的な考え方
固有負荷	Inherent Load	各送電線の潮流実績から発電実績等を除外した、その送電線の固有的な需要（負荷量）
混雑	Congestion	送電線の運用容量の制約により、発電事業者の運用や需要側に制約が必要となる状態
混雑管理	Congestion Management	事前またはリアルタイムにおいて、調整力を確保し、潮流が送電線の運用容量以内となるよう運用すること
混雑系統／非混雑系統	Congested power system／Non-congested power system	系統混雑（流通設備に流れる電気の量が、流通設備の運用容量を超過、または超過する虞）が発生する特定の時間断面の潮流状況に対して、制御対象電源による混雑解消の観点から以下を定義する。 ・混雑系統：系統混雑を解消するために出力を下げるべき制御対象電源が接続される部分系統 ・非混雑系統：（混雑系統の）系統混雑を解消するために出力を上げるべき制御対象電源が接続される部分系統
再給電	Redispatch	卸電力市場にて約定した結果に対し、系統制約の発生などを踏まえ、約定結果とは異なる指令を発電・需要に対して行うこと
再給電方式	Redispatch System	系統混雑に対し、メリットオーダー順に混雑系統の電源を制御し、非混雑系統の電源の出力を調整することで、予め混雑を解消する混雑管理手法。日本では、国の審議会の議論を経て 2023 年から、ゲートクローズ後の実需給断面において、基幹系統、ローカル系統に接続する電源（非調整電源を含む）の一定の順序による制御に対して適用することとなっている。
需給制約マネジメントシステム	Supply and demand constraint management system	エリア内での調整力下げ代不足を解消するためのシステム
出力制御	Curtailment	規定の条件下で電力会社が発電事業者に対し、発電設備からの出力を停止または制御を要請する制度のこと
出力制御機能付 PCS	Power Conditioning Systems with output control functions.	電力会社が提示する出力制御スケジュールを取得し、そのスケジュールに基づいて発電出力を制御する PCS
出力制御配信システム	Constrained Dispatch System	『系統制約マネジメントシステム』、『需給制約マネジメントシステム』が算出した出力制御値を対象電源に配信するシステム
順潮流	Forward Power Flow	上位系統から系統連系している設備に対して電力を供給する流れ
上位系統	—	対象系統と接続している、電圧階級が高い系統のこと

セルフディスパッチ	Self-dispatch	市場参加者自身の判断による発電の出力制御のこと
先着優先	First-come、First-served	系統に空きがあれば、先着順に接続が受けられるアクセスルール
セントラルディスパッチ	Central Dispatch	市場運営者または系統運用者による発電出力に関する給電指令のこと
全量プール	Power Pool	全ての卸電力を系統運用者が運営する取引所を経由させる取引のこと
想定潮流	Assumed Power Flow	過去の潮流実績をもとに、将来系統構成を反映して予測される潮流
ゾーン制	Zonal System	系統混雑の処理方法の一つで、あらかじめ混雑系統を特定し、混雑処理を行う準備を整えた上で、各ゾーンに対して単一価格を設定してメリットオーダーで約定処理を行うことで混雑処理を行う方式
地点別限界費用	Locational Marginal Pricing (LMP)	送電制約や送電ロスを考えてノード（母線）毎に市場内における電力価格を決定する仕組み
調整電源	Dispatchable Generators	一般送配電事業者が調整力契約を締結している電源等
日本版コネクト＆マネージ	Japanese Connect and Manage	「想定潮流の合理化」、「N-1 電制」、「ノンファーム型接続」といった運用の工夫により、既存系統を最大限活用する観点で、系統の空き容量を柔軟に活用し、一定の条件下で系統への接続を認める仕組みで、地内系統に適用される
ノードル制	Nodal System	系統混雑の処理方法の一つで、全ての系統に対して混雑処理を行う準備を整えた上で、混雑状況やロスに応じた地点別料金価格を設定してメリットオーダーで約定処理を行うことで混雑処理を行う方式
ノンファーム方式	Non-firm System	ノンファーム型接続の全電源を一律配分で制御する方式
ノンファーム型接続	Non-firm Connection	再エネ電源等に対し、系統制約時の出力制御を条件に早期接続を可能とするアクセスルール
balancing mechanism	Balancing Mechanism	ゲートクローズ後の余力を活用し、エネルギー調整（需給調整）と混雑管理を含むシステム調整の両方を解消する取組のこと
power pool model	Power Pool Model	系統運用者が全ての発電・小売りの需給計画を中央集中・一元的に作成するモデル
non-dispatchable generator	Non-dispatchable Generator	調整電源に該当しない電源等
radial system	Radial System	発電所間及び変電所相互間が送電線で放射状に接続、運用されている系統
margin	Margin	発電制御量不足により潮流が運用容量を超過しないよう、あらかじめ予測誤差などを考慮して確保しておく容量

メリットオーダー	Merit Order	限界費用の安い電源から優先的に活用すること
優先給電	Priority Dispatch	特定の電源を他の電源に優先して給電すること
優先給電ルール	Priority Dispatch Rules	需要と供給のバランスを一致させるために、需要の変動などに応じて、稼働中の電源などに対する出力制御の条件や順番を定めたもの
ランプレート	Ramp Rate	電源の出力変化率
ループ系統	Loop System	発電所間及び変電所相互間が異なったルートの電線路で環状に接続、運用されている系統
ローカル系統	—	154kV、66kV 系などの地方系統、基幹系統以外の特高系統を指す。

1. 意義・アウトカム（社会実装）達成までの道筋

1.1. 事業の位置づけ・意義

（1）政策的な重要性

大宗のエネルギー源を海外からの輸入に頼る我が国が抱える脆弱性を緩和するとともに、気候変動への抜本的かつ継続的な削減の努力が一層必要となる中、再生可能エネルギー（再エネ）への期待が世界的にかつてなく高まっている。

このような状況の下、わが国では2030年のエネルギーミックスの確実な実現へ向けた取組のさらなる強化を行うとともに、新たなエネルギー選択として2050年のエネルギー転換・脱炭素化に向けた挑戦を掲げた「第5次エネルギー基本計画」が2018年7月に閣議決定された。当該計画において、2030年に向けた重要な施策の一つとして再生可能エネルギーの主力電源化へ向けた取組が掲げられ、2030年度の総発電電力量（10,650億kWh）のうち、再生可能エネルギーの割合を22～24%程度とする導入目標が掲げられた。また、2021年「第6次エネルギー基本計画」では、2030年度の総発電電力量（9,340億kWh）のうち、再生可能エネルギーの割合を36～38%程度とする導入目標が掲げられるなど、再エネ導入拡大の重要性は高まる一方である。こうした中、再生可能エネルギーの更なる導入拡大を図るためには、「第5次エネルギー基本計画」に引き続き、電力系統の制約を克服していくことが重要であることが示されており、研究開発によって実現することに大きな期待が寄せられている。

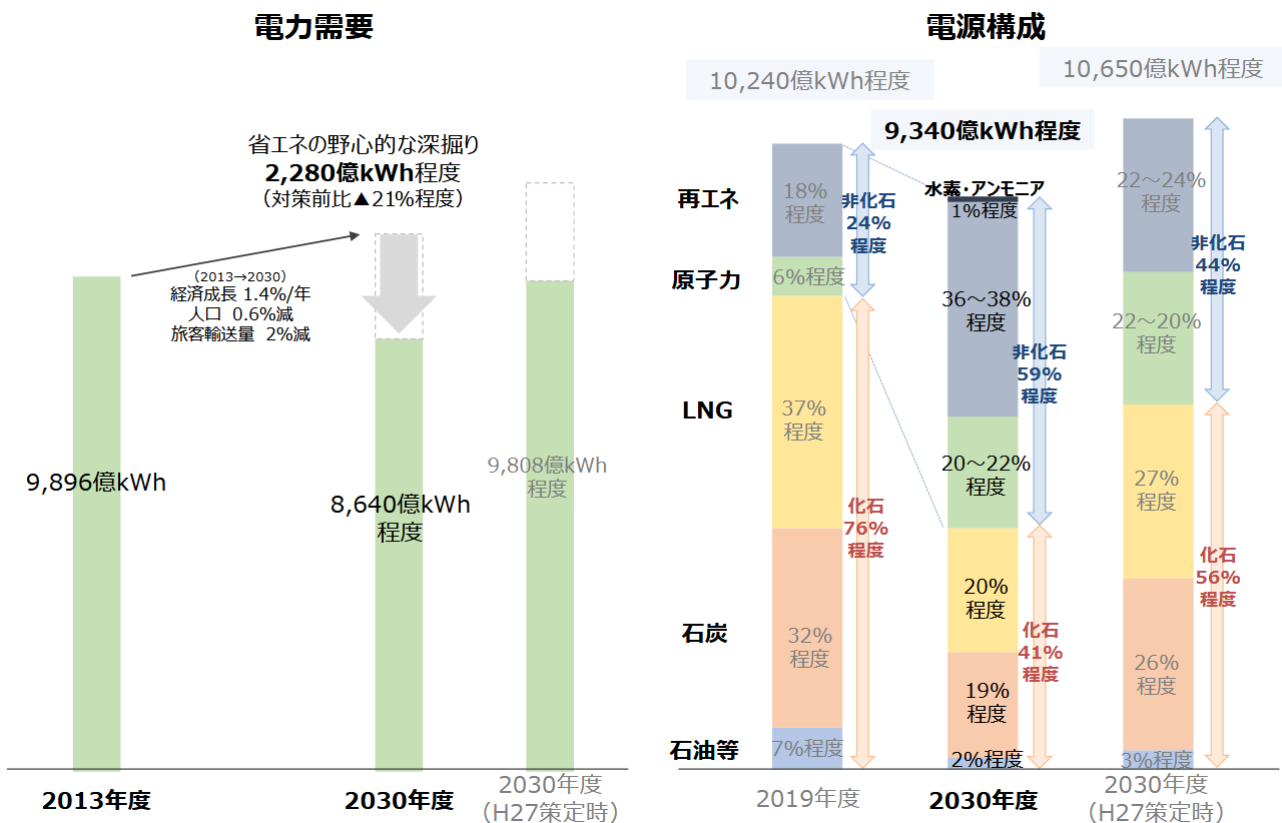


図 1-1 2030 年度における電力需要・電源構成の見通し

出典：2030 年度におけるエネルギー需給の見通し（第 6 次エネルギー基本計画 関連資料）（資源エネルギー庁、2021 年 10 月）

（2）我が国の状況

再生可能エネルギーの導入促進に向けては、2009 年11 月に太陽光の余剰電力買取制度が開始され、2011 年8 月に「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」が成立、翌年の2012 年7 月から再生可

能エネルギーの固定価格買取制度（Feed in Tariff）（以下「FIT」という。）が施行された。

この結果、再生可能エネルギー導入量は、FIT 開始以降、2017 年9 月時点で新たに約3,906 万kW 導入された。FIT 開始以前の累積導入量が約2,060 万kW であり、FIT 開始以前の約1.9 倍が僅か5 年程度の期間で導入されたことになる。

然しながら、第5 次エネルギー基本計画においては、2030 年度の総発電電力量（10,650 億kWh）のうち、再生可能エネルギーの割合は22～24%程度、特に太陽光発電の割合は7%程度（749 億kWh）を目標としている。現状の太陽光発電の設備利用率（12～14%）を勘案すると、6,500 万kW 程度の太陽光発電の設備容量が見込まれる。現状の認定容量は、既にこの想定をはるかに越えたものとなっており、今後も再生可能エネルギーの導入量が拡大していくことは明白である。

従前の日本では、新規に電源を系統に接続する際、系統の空き容量の範囲内で先着順に受け入れを行い、空き容量がなくなった場合には系統を増強した上で追加的な受け入れを行うこととなっている。系統の増強には多額の費用と時間が伴うものであることから、まずは、既存系統を最大限活用していくことが重要である。系統の空き容量を柔軟に活用し、一定の制約条件の下で系統への接続を認める「日本版コネクト&マネージ」※の仕組みの具体化に向けた検討が資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関（OCCTO）を中心に進められてきた。

※日本版コネクト&マネージについては、資源エネルギー庁及びOCCTOを中心に議論が進められ、①想定潮流の合理化、②N－1 電制、③ノンファーム型接続が施行されている。それぞれの詳細は次のとおり。

- ①想定潮流の合理化：エリア全体の需給バランス、長期休止電源や自然変動電源の均し効果などから電源の稼働の蓋然性評価等を実施。需要と出力の差が最大となる断面（最大潮流の断面）を評価し生じる容量を活用。
- ②N－1 電制：従来、系統の信頼性等の観点から、N－1 事故（単一設備事故）発生時でも、送電可能な容量を確保。「N-1 電制」では事故時には電源制限を行うことで、この容量を活用する。
- ③ノンファーム型接続：送電容量を超えた系統接続が可能であるが、系統の空き容量の範囲内で運転を可能とする新たな電源接続の仕組み。

（3）世界の状況

世界各国は、再生可能エネルギーの導入拡大に向けた取組を強化している。例えば、米国では、2017 年6 月末時点で、47.1GW まで太陽光発電の導入が進んでおり、また多くの州で電力部門における再生可能エネルギーの導入義務制度（RPS 制度）を策定している。EU は、2007 年に最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を2020 年までに20%とする戦略を決定し、最も導入が進んでいるドイツにおいては、2015 年10 月時点で、39.5GW の太陽光発電が導入されている。

海外では、一時的に再生可能エネルギーが既に需要の半分に達する地域があるという報告もされており、再生可能エネルギーの大量導入による電力系統への影響が顕在化しつつある。近年、オーストラリアでは慣性力不足が原因とみられる大規模停電が発生した。また、系統規模の比較的小さいアイルランドでは再エネ発電比率に制限を設けて運用している。

また、コネクト&マネージについて、ヨーロッパにおいては、「Connect & Manage」（英国等）、「Priority Connection」（ドイツ等）、「Non Firm Access」（アイルランド等）といった考え方にに基づき、既存系統の容量を最大限活用し、一定の条件付での接続を認める制度を導入している国もある。

表 1-1 ノンファーム型接続に関する各国の類似制度

	日本	英国	ドイツ	米国
系統運用者	一般送配電事業者	National Grid ESO	50Hertz他	ERCOT
混雑を許容する接続方法	ノンファーム型接続	送電：増強前提で早期接続** 配電：ノンファーム型接続・フレキシブルコネクション	増強前提で早期接続**	ノンファーム型接続（ERIS）
平常時の混雑処理	再給電	送電：再給電（バランシングメカニズム） 配電：出力制御等	送電：再給電＋再エネ出力制御*** 配電：再エネ出力制御***	LMPに基づくノード制＋市場外の再給電（再エネ出力制御含む）
適用系統	送電（66～500kV*） *一般送配電事業者により異なる。ローカル系統（特別高圧）を含む。	送電（275～400kV） 配電（～132kV）	送電（220kV, 380kV） 配電（～110kV）	送電（69kV～）
送電系統の特徴	ループ、メッシュ（多重ループ）、放射状	メッシュ	メッシュ	放射状

出力制御は補償あり *Redispatch2.0施行以降、再給電

（４）本事業のねらい

本事業では、再生可能エネルギーの導入を将来的にも可能とするため、次世代の系統安定化に必要な基盤技術の開発を実施する。送電系統では、既存系統の空き容量を柔軟に活用し、一定の条件の下で系統への接続を認めるノンファーム型接続といった「日本版コネクト＆マネージ」を実現する制御システムを開発するとともに、基盤技術を確立し仕様の国内標準化を図る。

1.2. アウトカム達成までの道筋

本事業では、ノンファーム型接続の早期実現のための制御システム（日本版コネクト＆マネージメントシステム：C&M システム）を開発するとともに基盤技術を確立し仕様の国内標準化を図ることをアウトカム目標として据えており、再生可能エネルギー発電の導入拡大に貢献することを念頭に、事業終了後、2026 年頃までに混雑が見込まれる各一般送配電事業者のシステムとして確立し、各電力系統に導入（システムの運用を開始）することをアウトカム目標としている。本事業でのシステム開発を前提に、2021 年 1 月には基幹系統、2023 年 4 月にはローカル系統を対象にノンファーム型接続の適用を開始している。

C&M システムの開発については、ノンファーム型接続に関する制度の方向性がいったん決定したことを受け、2019 年のフィジビリティスタディ（FS）を経て、NEDO 事業「日本版コネクト＆マネージを実現する制御システムの開発」（2020～2023 年度）として実施することとなった。社会にとってより合理性のある方法が追求される中、本事業での開発は、国の審議会での議論と同時並行で進めることとなった。2020 年 12 月に開催された「第 22 回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会」（資源エネルギー庁）及び「第 5 回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会」（電力広域的運営推進機関）等の議論を踏まえ、特に基幹系統の系統混雑時における出力制御方式を、後着電源の制御方式から、調整力活用及び一定の順序による再給電方式に変更すること、調整力活用の再給電方式は遅くとも 2022 年中に開始すること、一定の順序による再給電方式は 2023 年中までに適用することを目指して検討を進めることとされた。また、2021 年 3 月、「第 24 回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会」（資源エネルギー庁）等を踏まえ、ローカル系統においてもノンファーム型接続の適用対象とする整理がなされ、本事業の中でローカル系統におけるノンファーム型接続を試行的に実施することとなった。更に、2021 年 11 月の「第 37 回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会」（資源エネルギー庁）を踏まえ、システムからの制御指令は、公平性の観点から全電源一律制御を前提としていたところ、2022 年 7 月には、ファーム・ノンファーム型接続で精算単価の異なる電源Ⅲは、ノンファーム型接続電源を一律制御した後で、ファーム型接続電源を価格順に制御することとなった。こうした国の方針に則るべく、NEDO 事業では、事業の途中で C&M システムの仕様の変更等を行いながら開発を進めてきた（表 1-2）。

表 1-2 国による制度変更（情勢）への主な対応

情勢	対応
調整力活用及び一定の順序による再給電方式の適用の整理がなされた（2020年12月）	基幹系統の再給電方式に対応するため、仕様の追加を行い、システム開発を実施。 需給調整市場商品拡大、広域予備率開始対応等がある中、確実かつ早急に対応するため、中給システムも新たに改修することとなった。
ローカル系統においてもノンファーム型接続の適用対象とする整理がなされ、本実証の中でローカル系統におけるノンファーム型接続を試行的に実施することとなった（2021年3月）	将来的に再給電方式に移行することを前提とし、 運用開始時点では、ローカル系統ではノンファーム方式での一律制御とすると整理した。将来機能として、一定順序の再給電方式を踏まえた配分ロジックを仕様へ反映した。
基幹系統の再給電方式について、制度開始時点は、原則特高電源を制御対象とする整理となった（2021年11月）	低圧10kW以上の全電源を制御対象とすることで検討を進めていたが、当該制度変更を仕様へ反映した。
公平性の観点から全電源一律のプロラタ制御とされていたところ、ファーム・ノンファーム型接続で精算単価の異なる電源Ⅲについては、ノンファーム型接続電源をプロラタ制御した後で、ファーム型接続電源を価格順に制御することとなった（2022年7月）	ローカル系統内で制御方式を違えたり、輪番制御等を行うことは改修規模が大きいもの。将来機能として、一定順序の再給電方式を踏まえた配分ロジックを仕様へ反映した。

これら仕様変更を反映させ、C&M システムの標準仕様を策定し、その基本技術を示した仕様書を一般送配電事業者等に共有することを通じて、本事業に参画していない一般送配電事業者の C&M システムの開発と、2026 年度頃の運用開始（導入）に貢献している。一定順序の再給電方式を踏まえた配分ロジックについては、NEDO 事業期間中のシステムへの反映は行っていないものの、将来的に再給電方式に移行することを前提として、当該仕様にその内容を反映している。

また、一般送配電事業者の C&M システムからの指令を受けて、発電事業者にて出力制御を行う PCS 等の技術仕様書、伝送仕様書（66kV 以上）を本事業で策定し、電機メーカーが機器開発の検討に早期に着手できるよう、事業途中に公開しており、当該制御装置の開発・普及に貢献している。各一般送配電事業者は本仕様に準じた仕様書のほか、66kV 未満に連系する出力制御機能付 PCS 等の技術仕様も公開済みである。

これらの取組みを通じた各一般送配電事業者への C&M システムの早期実装により、以下の波及効果が得られる。

■ 2030 年再生可能エネルギー発電割合（総発電量の 36～38%）の達成：

設備増強を行わず既存系統の空き容量を柔軟に活用可能しノンファーム型接続電源が最大限拡大されるとともに、C&M システムの実装により実績データや再エネ予測を組み合わせた潮流予測に基づき不要な系統容量のマーヅンを省き、ノンファーム電源を最大限受け入れ可能となり、混雑が発生する場合は適切に制御を行うことが可能となることを通じて、再エネ導入目標の達成に貢献。

■ システムコスト最小化託送料金の低減（基盤技術開発、保守運用者の負担軽減）：

標準仕様策定により各一般送配電事業者による仕様検討に係る工数の減や開発システムで各既存システムから各種データを連系し、混雑予測から出力制御対象電源への指令までを行うことから、保守運用者の負担を最低限に抑えることなどを通じて社会コストの低減が可能。

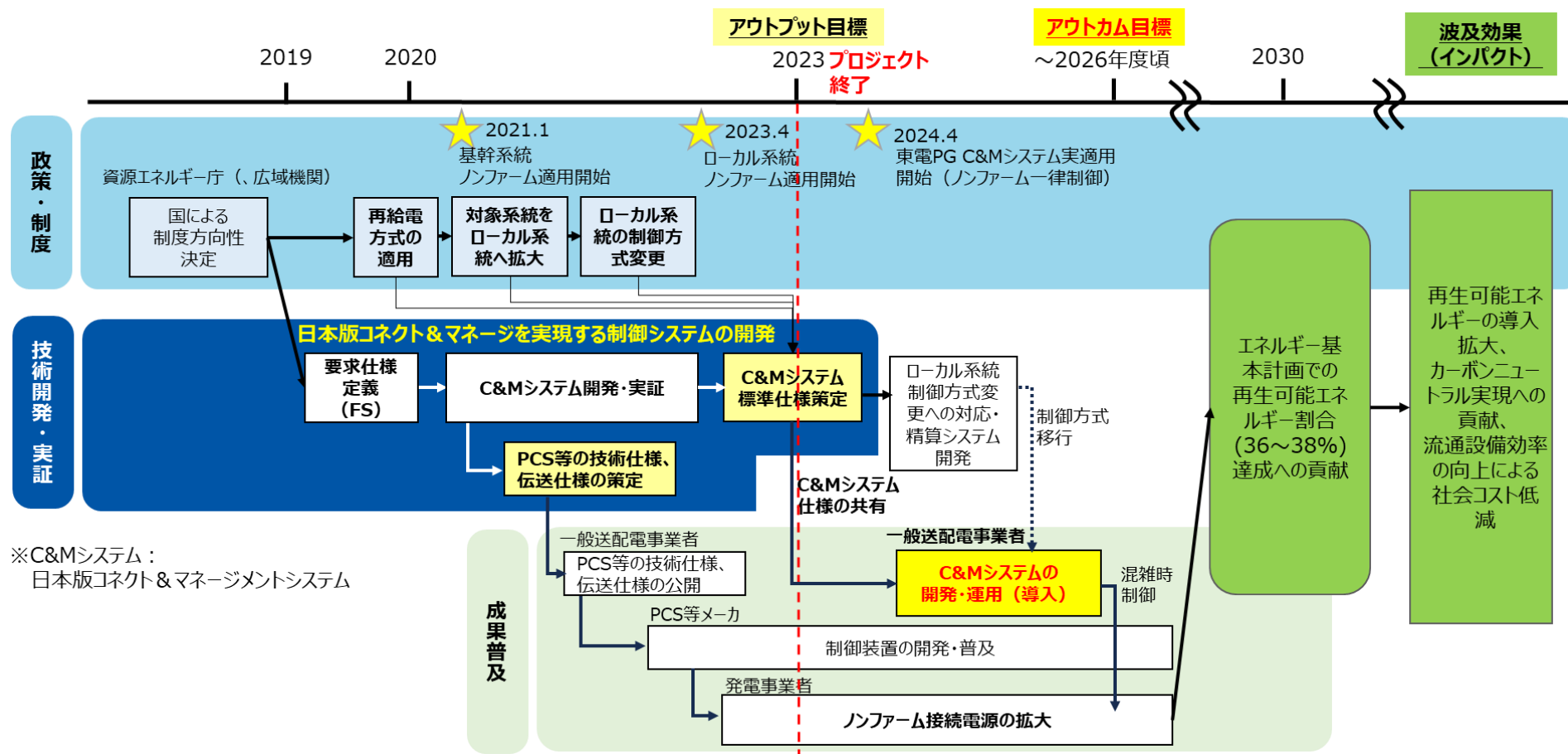


図 1-2 アウトカム達成までの道筋

1.3. 知的財産・標準化戦略

本事業の目的は政府の方針であるノンファーム型接続を早期に可能とするシステムの開発であり、本事業に参画していない一般送配電事業者等にも成果を普及することから、システム仕様等の本事業の成果は、原則としてすべて公開（オープン）を基本とした。また、事業者は事業終了後も NEDO と協力し、研究発表や成果の活用等を通じた“成果の普及”を積極的に進める。

■仕様・成果の公開を積極的に推進（デファクト標準化）[公開・非競争域]

本事業に参画していない一般送配電事業者やベンダ等においてもノンファーム型接続システム展開を早期に実現し、また発電事業者にとっても必要な情報を提供するため、要求仕様等の本事業の成果は、原則としてすべて公開し、各社によりデファクト標準化。

■研究に必要な保持データを開示 [非競争域の系統情報等]

「系統情報の公表の考え方」（資源エネルギー庁）で定められるデータを含め、本事業実施のために必要な最低限の情報等を秘密情報としてコンソーシアムメンバーへ開示し、成果を最大化。

具体的には、本事業での研究開発のために、参加者が従前から保有するデータを授受することも想定し、コンソーシアム内で「知財及びデータの取り扱いについての合意書」を締結。秘密情報を本事業以外の目的で使用してはならないことなどを示す「秘密保持」条項も定め、事業実施のために必要な最低限の情報等を秘密情報として実施者内へ開示し、成果最大化を図っている。

表 1-3 事業のために開示した保持データの例

開発内容	開示データ	データ保持者
発電予測の評価	発電量実績（配変単位）	東京電力パワーグリッド
	配電用変電所・諸元データ	東京電力パワーグリッド
	気象実績データ	日本気象協会
	当日・翌日予測気象予報データ	日本気象協会
系統制御ロジックを考慮した需給運用モデルの検討	非公開の系統情報（リアクタンス、インピーダンス、アドミタンスなど）	東京電力パワーグリッド

■セキュリティに関する評価結果の詳細は非公開 [非公開・非競争域]

C&M システムに対するペネトレーションテストの結果詳細は、実運用に鑑み非公開とする。ただし、セキュリティ対策とその考え方はシステム基本機能仕様書に反映し一般送配電事業者に共有。

■C&M システムの各社システム固有の内容はノウハウとして秘匿 [非公開・競争域]

制御・メンテナンス・ハードウェア等、各社システム固有の内容は、ノウハウとして秘匿。なお公開している仕様書にて他一送は同様のシステム開発は可能。

2. 目標及び達成状況

2.1. アウトカム目標及び達成見込み

2.1.1. アウトカム目標とその妥当性

本事業は、エネルギー基本計画における 2030 年の再生可能エネルギー発電の導入見通し（36～38%程度）の実現に向けて、本事業で開発した基盤技術等について、2026 年頃までにシステムとして確立し、各電力系統に導入することをアウトカム目標としている。

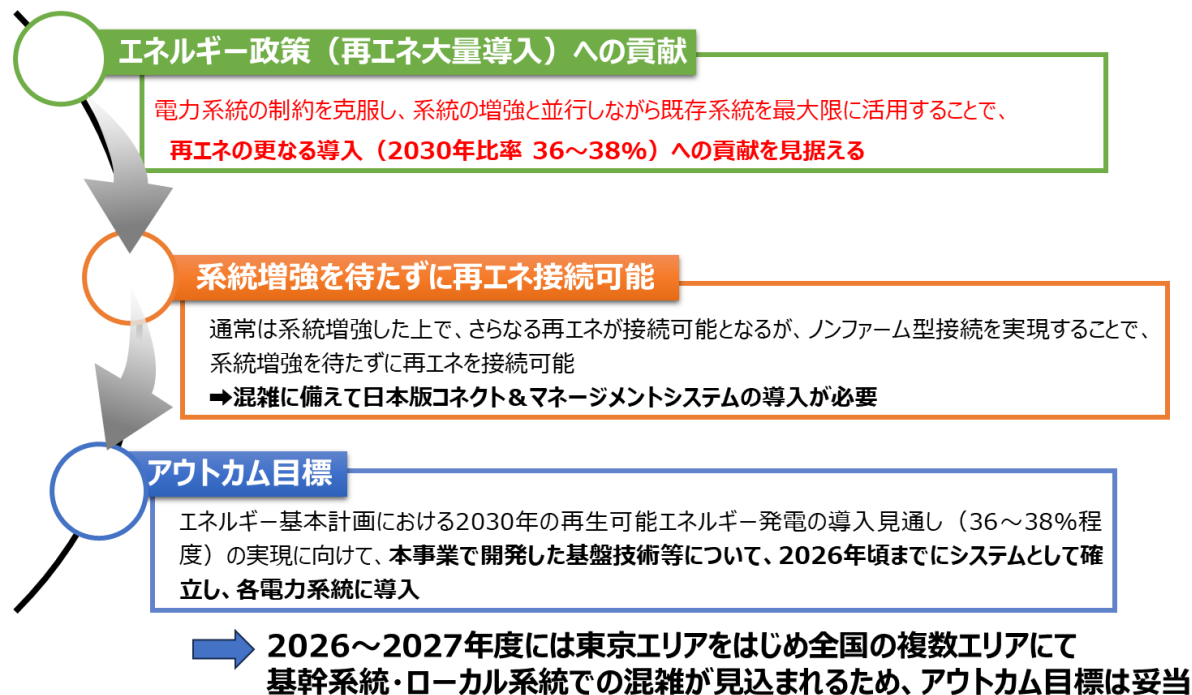


図 2-1 アウトカム目標の妥当性

従前の先着優先での接続ルールにおいては、系統混雑を前提とせず、系統増強をした上で、さらなる再エネが接続可能となるが、ノンファーム型接続を実現することで、系統増強を待たずに再エネを接続することが可能となる。ノンファーム型接続電源が増えることによる系統混雑に備えて、C&M システムの導入が必要となる。2026～2027 年度には、東京エリアをはじめ全国の複数エリアにて基幹系統・ローカル系統での混雑が見込まれることから、2026 年頃までにシステムとして確立し、各電力系統に導入するというアウトカム目標は妥当であると考ええる。

2.1.2. アウトカム目標の達成見込み

本事業において、幹事企業の東京電力パワーグリッドが C&M システムの基本仕様を開発し、2023 年度におけるフィールド実証による妥当性確認を完了し、2024 年度より運用開始（ノンファーム一律制御）。その後、制御システム及び制御システム及び精算システムの開発・改修等が完了次第、制御方式を再給電方式（一定の順序）へ移行する。

本事業の状況も踏まえつつ、今後の混雑が見込まれる時期までに再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく出力制御での混雑処理に対応すべく、各一般送配電事業者（当面混雑の発生が見込めない沖縄を除く）においてシステム仕様が検討されており、2025～2027 年度に運用開始予定（アウトカム目標達成見込み）となっている（図 2-2）。

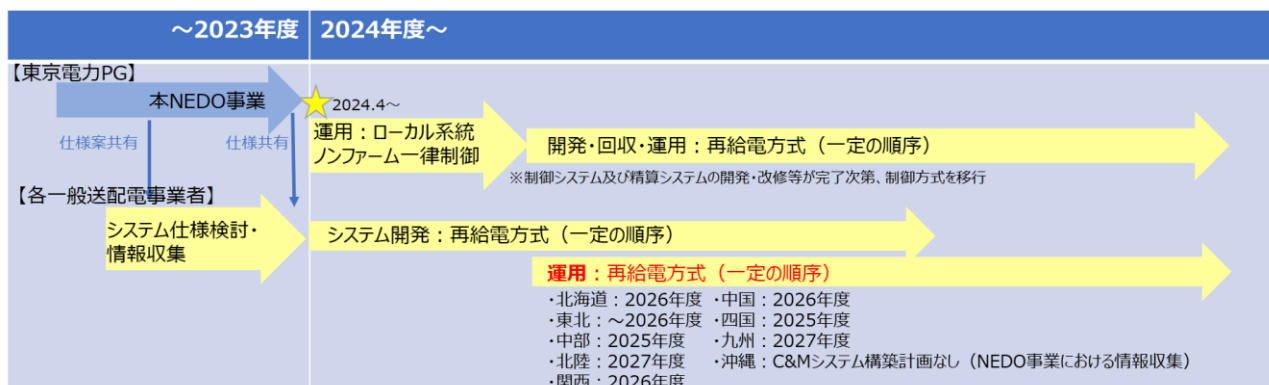


図 2-2 アウトカム目標の達成見込み（C&M システム）

また、ノンファーム型接続電源については、2021 年 4 月以降、その検討・契約申込み容量は年々増加し、順次、接続開始となる。現時点で系統制約による出力制御は実施されていないものの、これらノンファーム電源が系統に接続され逆流が増えることによって、近い将来、C&M システムを通じた系統混雑に起因する出力制御が想定される。

なお、2023 年 2 月 1 日以降に接続検討申込を受領するものと、2023 年 4 月 1 日以降に接続検討の受付を行う 10kW 未満の低圧を除く電源は、全てノンファーム型接続適用電源として取り扱うと整理されている。

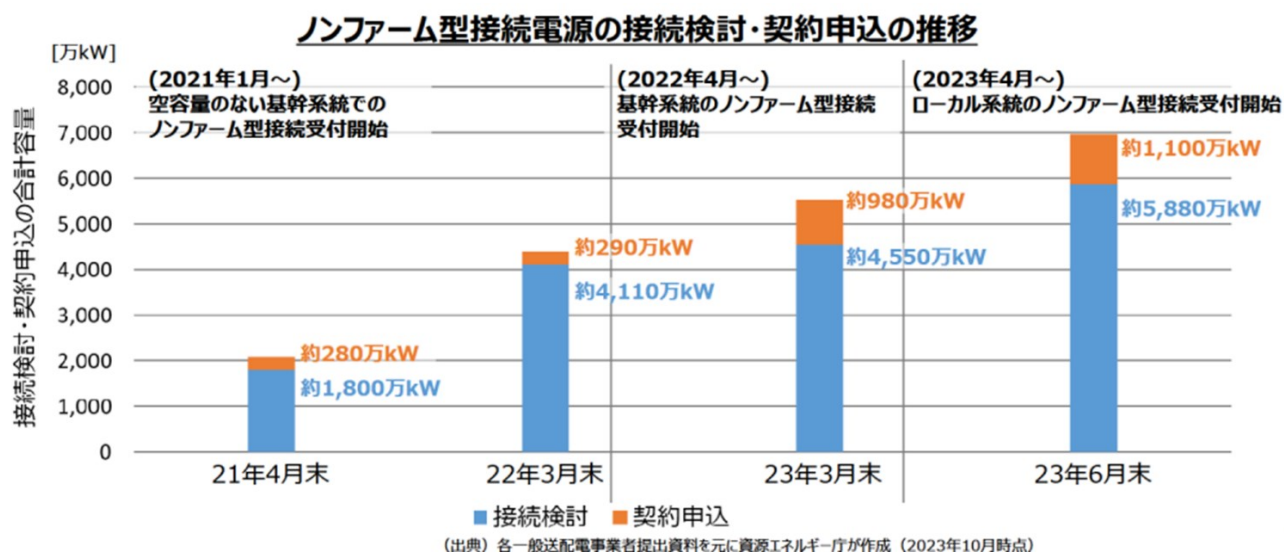


図 2-3 ノンファーム型接続電源の接続検討・契約申込の推移

出典：第 48 回 系統ワーキンググループ 資料 4（2023 年 10 月 16 日）

2.2. アウトプット目標及び達成状況

本事業では、一定の条件下で系統への接続を認める「ノンファーム型接続」といった日本版コネクト&マネージの仕組みを実現し、既存系統を最大限活用していくための効果的かつ合理的な制御システムの開発と実証を実施。図 2-4 で示されるような、『系統制約』、『需給制約』、『出力制御配信』の3つのサブシステムで構成される日本版コネクト&マネージメントシステムを具体的に設計・開発。

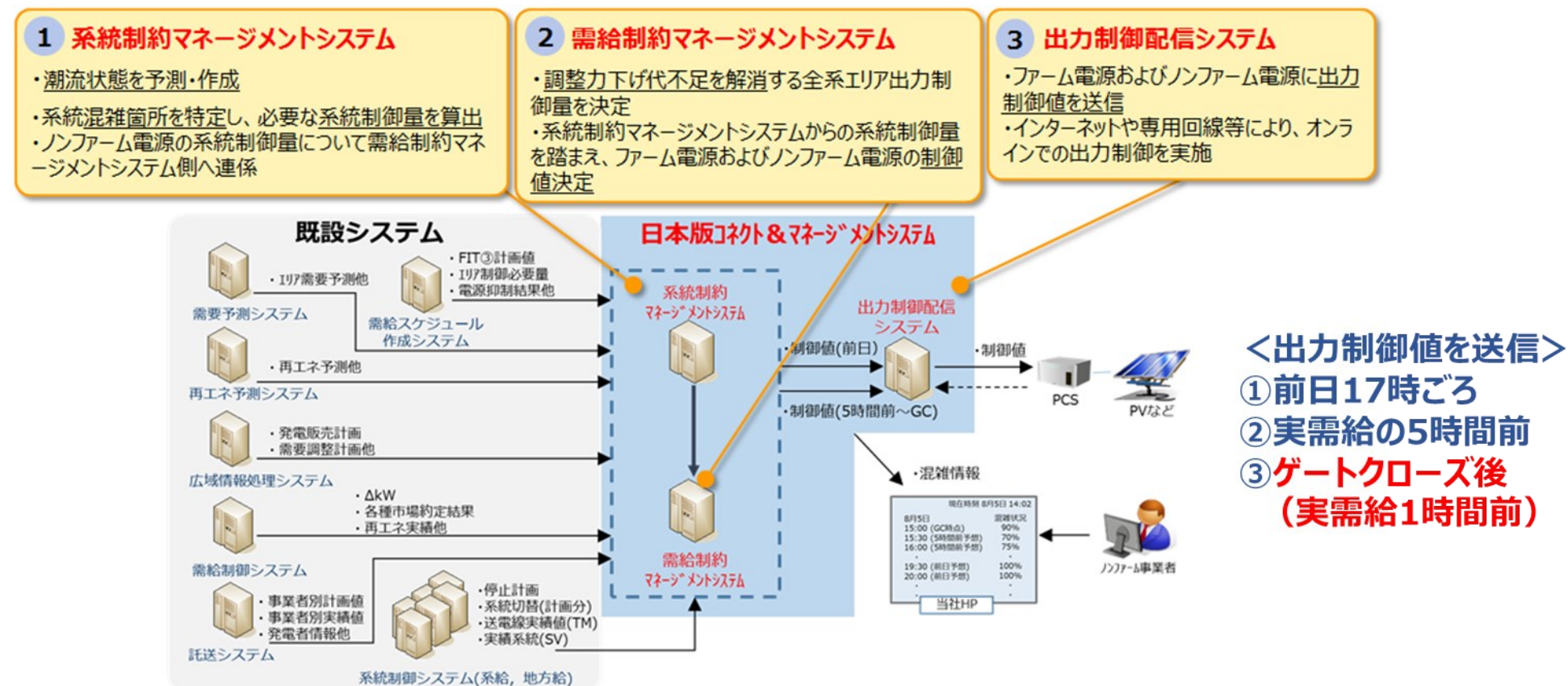


図 2-4 開発システムの概要

日本版コネクト&マネージメントシステムの開発にあたっては、表 2-1 で示すアウトプット目標に対して、（１）日本版コネクト&マネージメントシステムの開発、（２）開発するシステムに必要となるデータを一般送配電事業者の既設システムから取り出すためのシステム改修、（３）送電系統ごとの再エネの発電量や需要を予測するための、既存の予測技術を用いた際の予測精度に関する検討、（４）開発するシステムを運用する際のリスク・セキュリティ対策についての評価検討、（５）開発するシステムを用いたフィールド実証、（６）海外におけるノンファーム型接続に関連する最新の制度の議論状況、電力系統解析技術、再エネ発電量予測技術等に関する諸外国の動向調査の６つの項目を一体的に実施し、アウトプット目標に対する成果を得た。（１）～（６）の項目に関する目標及び達成状況の詳細は４章に示す。

表 2-1 アウトプット目標及び達成状況

アウトプット目標（NEDO 基本計画 最終目標）	成果	達成度・根拠
・ノンファーム型接続システムについて、フィールド実証においてノンファーム適用系統の活用可能な空き容量に対し、ノンファーム発電事業者による発電を制度設計に基づき最大限受け入れた際にも、計画通りに出力制御（制度設計に基づき、算出した各コマ（30 分毎 48 コマ／日）の出力制御値を、当該コマのゲートクローズ後（実需給断面の 1 時間前）に送信）を行い、混雑を発生することなく適正な運用が可能であることが検証されていること。 ・ノンファーム型接続システムについて、従来の電力需給バランス維持のための再生可能エネルギーの出力制御システム等と協調運用が可能であり、フィールド実証にて検証されていること ・また、システム全体のコスト最小化の観点から、システム保守業務及び潮流計画・監視業務の煩雑化を極力回避し、保守・運用者の負担が極力増加しないような合理的かつ効率的なシステムが開発されること ・フィールド実証による検証結果をもとにノンファーム型接続システムを実現するための基盤技術を確立し要求仕様を取り纏めること	➤ 国の審議会で新たに整理された系統制約での出力制御ルールと、送配電等業務指針に基づく需給制約での出力制御ルールに則り、OPF に基づく再給電方式（一定の順序）などを含める形でシステムの仕様を策定・実装[※]し、基本的な技術仕様を一般送配電事業者等へ共有した。 ※2022 年の国の制度変更にはシステム開発が間に合わないことから、ローカル系統の系統制約での出力制御は、当面、ノンファーム電源のみを対象に一律制御を実施。 ➤ 試験系でのフィールド実証により、既設システムからの各種情報を基に作成した想定潮流と実績潮流の差異を検証し、実潮流と近い潮流想定が算出可能なことを確認。 ➤ また、系統・需給が協調し、適正な制御量の配分となること、30 分コマごとの出力制御量の演算＋出力制御情報の配信が実需給開始までに実行可能であることを確認した。 ➤ 実系統でのフィールド実証において、出力制御機能付 PCS を設置している発電事業者に対して C&M システムを通じて出力上限値を配信し、事業者が上限値以内で出力を制御できることを一気通貫試験にて確認。出力制御を可能とする機能が適切に実装されていることを確認した。 ➤ また、出力制御を実施した際の系統の潮流変化を確認し、放射状系統・ループ系統ともに机上で算出した制御効果と実制御試験の潮流変化を比較し、C&M システムの有効性を確認した。 ➤ 出力制御機能付 PCS 等の技術仕様、伝送仕様を策定・公開するとともに、フィールド実証による検証結果等を基に、C&M システムに係る仕様書を作成し、公開した。	◎ 当初計画にない 制度変更を仕様 様に反映、 フィールド実証を通じ C&M システムの妥当性・有効性を確認

3. マネジメント

3.1. 実施体制（日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発）

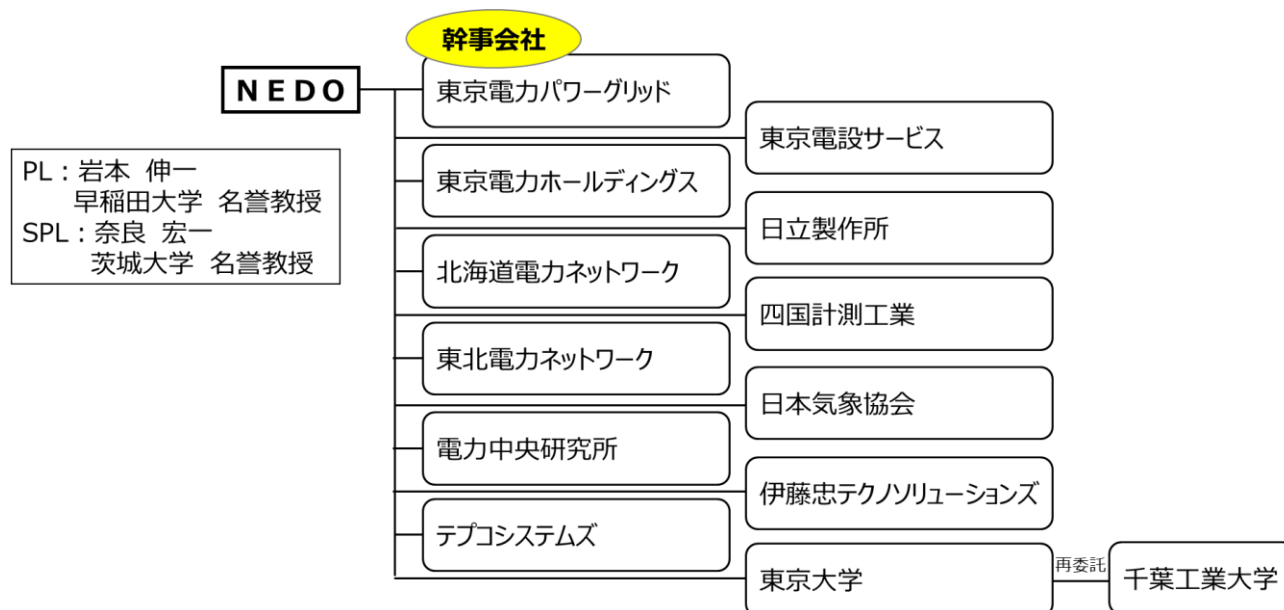


図 3-1 本事業の実施体制

「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力 ネットワーク安定化技術開発」の基本計画において「研究開発項目①ー 1 日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発」として研究開発課題を設定し、システム開発については 2020 年度に公募を実施して実施者（委託先）を決定した。

本事業に求められる技術的成果及び政策的効果を最大化させるため、NEDO 再生可能エネルギー部主査 小笠原有香をプロジェクトマネージャーに任命し、プロジェクトの進行全体を企画・管理し、早稲田大学 名誉教授 岩本伸一氏をプロジェクトリーダー、茨城大学 名誉教授 奈良宏一氏をサブプロジェクトリーダーとして、実施者を主導していただきつつ研究開発を推進した。資源エネルギー庁等とも緊密に連携し、最新の政策及び技術動向を確認しながら、機動的なマネジメントを実施してきた。

図 3-2 に示すとおり、システムの開発にあたっては、「（１）日本版コネクト&マネージメントシステムの開発」、「（２）既設システムの改修」、「（３）再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討」とその他セキュリティ評価、次期・将来のシステム改良も見据えた動向調査について、東京電力パワーグリッドの統括の下、御覧の体制で各実施者が分担かつ連携しながら検討を進めた。フィールド実証を行い、仕様検討にフィードバックしながらシステム開発を進める体制とした。

また、本事業を効率的かつ効果的に推進するにあたっては、検討委員会を設置し、外部有識者で構成される検討委員会を設置し、半年に 1 回程度事業全体の進捗状況と今後の計画について報告し、助言を得てプロジェクトを進めている。この検討委員会においては、原課である資源エネルギー庁新エネルギーシステム課以外にも、電力基盤整備課や電力広域的運営推進機関（OCCTO）、送配電網協議会等もオブザーバとして参加し、必要に応じて助言を得ている。

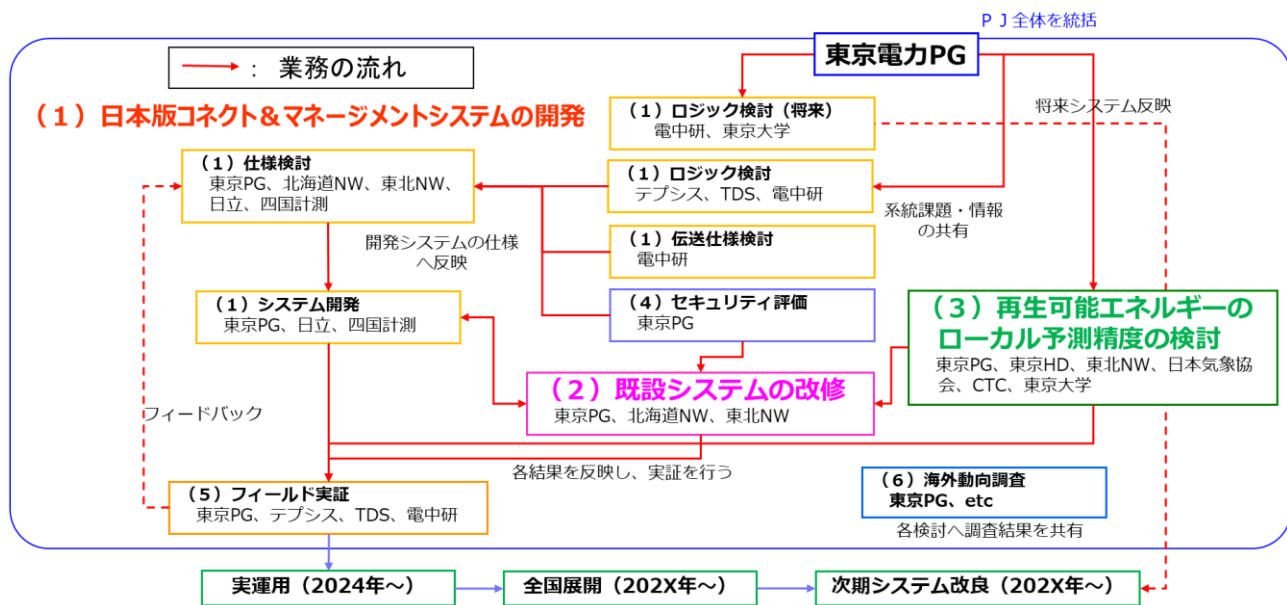


図 3-2 実施項目の分担と連携

3.2. 受益者負担の考え方

本事業は、日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発を通じ、ノンファーム型接続を実現することによって、「第5次エネルギー基本計画」及び「第6次エネルギー基本計画」における2030年の再生可能エネルギー発電の導入目標の実現に貢献するために実施するものである。政策と連携しつつ、多様なステークホルダーの協力が必要な研究開発であり、再生可能エネルギーの普及や電力の安定供給に貢献するものであるため、民間が自主的に実施することが困難な研究開発である。

3.3. 研究開発計画

本事業は、2019年度のFSを含め、2019年度から2023年度までの5年間の計画で実施してきた。

研究項目		2019	2020	2021	2022	2023	
(1) 日本版コネクト&マネージ実現に向けたフィージビリティスタディ		フィージビリティスタディ					
(2) 日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発	①日本版コネクト&マネージメントシステムの開発		ロジック検討・要件定義	システム設計・製作・総合試験	試験運用・チューニング		
	②既設システムの改修		仕様検討	システム改修	対向試験		
	③再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討		仕様検討	手法作成・評価	総合評価		
	④セキュリティに関する評価		机上検討	セキュリティ対策検討・構築	ペネトレーションテスト		
	⑤フィールド実証			実証方法策定	試験系フィールド実証		
	⑥海外調査		机上調査	Webヒアリング 現地調査	Webヒアリング		
予算 (億円)	委託	0.9	9.5	24.1	32.2	13.7	80.4

図 3-3 研究開発計画

2021～2023 年度においては、仕様変更等に伴い、当初計画に対する増額等変更を実施するなど、機動的なマネジメントを実施してきた。

3.4. 中間評価結果への対応

2021 年度に実施した中間評価（評価対象年度：2019～2021 年度）においていただいた御指摘を踏まえ、事業を推進してきた。具体的には、表 3-1 のとおり対応している。

表 3-1 中間評価での御指摘に対する対応

	問題点・改善点・今後への提言	対応
1	研究マネジメント： 【1】2023 年度の実システムのフィールド実証において検討予定のローカル予測精度の向上策に関する研究は、その成果次第で実際の出力制御量に大きな影響を与えると思われるため、本事業終了までに、その成果の扱いについて全一般送配電事業者に展開するか否かを明確にしていきたい。 【2】今後も、ループ系統を含めて、東日本・西日本の様々な形態の送電系統に導入されることを念頭に、東西の一般送配電事業者の連携にも十分留意しつつ、システム開発を続けていきたい。	【1】ローカル予測精度向上の研究成果は、前述のとおり一部システムへ反映済み。その他、NEDO 成果報告書、各種学会発表等を通じて成果普及を図る。 【2】ループ系統を含め、国で整理された制御方法等でも様々な系統に適用できるよう、検証を実施。システム仕様案についても各一般送配電事業者と情報共有を行いながら、システム開発を実施。他社の状況を考慮し出力制御対象範囲も変更。
2	研究開発成果： 【3】最終目標の達成可能性については、出力制御システムへの具体的な要求性能が明示されていないことから現時点で判断することは困難であり、今後、ノンファーム電源の出力制御指示の発生頻度や、その頻度がシステムの要求性能を検証する上で十分であるか等、検討を進めていきたい。 【4】再生エネルギーの予測精度向上について検討がなされているが、需給運用等のモデルに関し、少なくとも計画段階において不確実性の観点を考慮することを期待したい。 【5】本事業の成果の普及は社会的に重要であり、学会や論文による成果発表を積極的に行っていただきたい。	【3】試験系フィールド実証において、最長演算時間であっても、30 分コマごとの出力制御量の演算 + 出力制御情報の配信が実需給開始までに実行可能であることを確認している。他方、設備数や混雑発生コマ数が増えることで演算時間は変化するため、今後留意して実運用を進める方針。 【4】需給運用等のモデルについて、動的手法も取り入れるなど実用的な観点から不確実性も考慮した上で、高精度化に取り組んだ。 【5】国内外での学会、講演会、シンポジウムなどで本事業の成果を積極的に発信。
3	成果の実用化・事業化に向けた取り組み及び見通し： 【6】日本版コネクト&マネージにおいて、特にノンファーム接続の仕組みを活用する発電事業者の視点も重要であるため、情報提供の観点等で、事業者の意見やニーズにも留意して、システム開発を進めることが望まれる。	【6】引き続き、電力広域的運営推進機関や資源エネルギー庁の委員会等での発表や、ウェブサイトでの技術仕様・伝送仕様の公開等、様々な手法で情報提供を行う。国の審議会でも整理された発電事業者等のニーズも考慮し検討を進めた。

3.5. 動向・情勢変化への対応

本事業では、「1.2.章 アウトカム達成までの道筋」にて示したとおり、国による制度変更に対して迅速に対応を行ってきた。一時は期間内の完成が危ぶまれたところ、資源エネルギー庁を含めた関係者での議論を重ね、計画を機動的に変更し関係者全員が一丸となって開発に取り組んだ。

また、新型コロナウイルス感染症により、研究開発の進捗に若干の影響があったものの、対面の打ち合わせをオンライン会議にすることや海外調査において机上調査を重点的に行うことなどの工夫を行うことによって、大幅な遅れは発生せずに済んでいる。

さらに、第5次及び第6次エネルギー基本計画では、再生可能エネルギーが石炭火力等より優先的に基幹系統を利用できるように、メリットオーダーを追求した市場を活用する新たな仕組み（市場主導型：ゾーン制やノードル制）への見直しと早急な実現を目指すとされていた。本事業における、最適潮流計算（OPF）に基づく系統制御ロジックの検討や海外調査と並行して、制度議論への貢献を見据え、NEDOにて2022年度に「市場主導型の系統混雑管理手法に関する動向調査及び課題等の抽出検討」を追加的に実施し、海外での先行事例や検討状況に関する動向や課題を整理した。これら検討結果を踏まえ、2024年度からNEDO事業「電源の統合コスト低減に向けた電力システムの柔軟性確保・最適化のための技術開発事業（日本版コネクト&マネージ2.0）／市場主導型制御システムの技術検討」を開始し、本事業での検討成果を高度化・発展させてゆく。

3.6. 成果普及への取り組み

本事業の成果普及への取り組みとして、実施者にて、国の審議会等（再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会や広域系統整備委員会等）で本事業の進捗・成果報告等を実施。国内外の学会等への論文投稿・発表（電気学会全国大会・部門大会等）や講演会・セミナーでの講演等も積極的に行い、成果をPRしている。

また、事業で検討した技術仕様書・伝送仕様書（66kV以上）の一般公開と、C&Mシステムの基本仕様の一般送配電事業者等への公開を実施。

さらに、本事業の広報の一環として、NEDO広報誌「Focus NEDO」で本事業の特集を行うとともに、NEDO主催での成果報告会開催。成果報告会の参加者からは、C&Mシステムの本格運用と全国への普及への期待などの声を頂戴した。

本事業の成果を国際的にもアピールするため、NEDOにて、ミッションイノベーションのシンポジウムでの講演等で成果をPRするとともに、IEA Photovoltaic Power Systems Programme Task 14（Solar PV in the 100% RES Power System）で発行したレポート「Active Power Management of Photovoltaic Systems」に本事業の概要を掲載した。

4. 目標及び達成状況の詳細

日本版コネクト&マネージの1つであるノンファーム型接続のための制御システムの開発を目的として、以下の（１）～（６）の項目を実施した。

（１）日本版コネクト&マネージメントシステムの開発

需給上の制約を考慮した『需給制約マネージメントシステム』と系統の制約を考慮した『系統制約マネージメントシステム』の算出結果を連係し、電源毎に最適な出力制御値を算出し、『出力制御配信システム』を介して、出力制御値を送信するシステムを開発。

（２）既設システムの改修

日本版コネクト&マネージメントシステムに必要となるデータ等について、一般送配電事業者の既設システムから取り出すためのシステム改修を実施。また、エリア全体の需要や再エネを予測するシステムについて、項目（３）の検討結果を踏まえ、システム改修を実施。

（３）再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討

既存の予測技術を用い、送電系統ごとの潮流予測を実施した場合の予測誤差について調査・分析を実施することで、ローカル予測の精度向上のための方策や、実運用上考慮すべき事項等について検討。

（４）セキュリティに関する評価

項目（１）、（２）のシステム使用時のセキュリティ対策について検討し、日本版コネクト&マネージメントシステムに対するリスク評価を実施。また、当該システムに対して、ペネトレーションテストを実施し、リスク評価の妥当性を確認し、セキュリティ対策の効果検証及び課題の洗い出しを実施。

（５）フィールド実証

実証では、実際の出力制御機器へ出力制御信号を与えることで、実機器の応動結果が、システムの演算結果となっていることを確認することを基本とし、混雑処理や予測精度等のデータ分析を実施する目的で、ローカル系統での実証も実施。

（６）海外動向調査

主として、次の項目について、欧州・米国における TSO・DSO を中心に、現地訪問による調査及び机上調査を実施。

- ・欧州・米国等の諸外国における制度面等の動向調査
- ・将来の日本において期待される制度設計や本事業で開発するシステムの拡張性を見据えた各国の制度面、システム・運用面の動向調査
- ・再エネ導入拡大に伴い整備されている・整備されようとしている主に送電系統における系統連系要件の調査
- ・調整力確保、マージン確保の考え方等のノンファーム型接続の運用
- ・系統解析技術、特に潮流解析技術
- ・OPF を起動停止計画問題（UC）に組み合わせた込んだ運用モデルに関する欧米の運用実態及び研究開発動向
- ・日本版コネクト&マネージを実現するために適用可能な気象や再エネ発電出力のローカル予測技術

上記項目の関係は図 4-1 に示すとおりであり、各項目の目標及び達成状況の詳細については、4.1 節～4.6 節に示す。

(1) 日本版コネクト&マネージメントシステムの開発

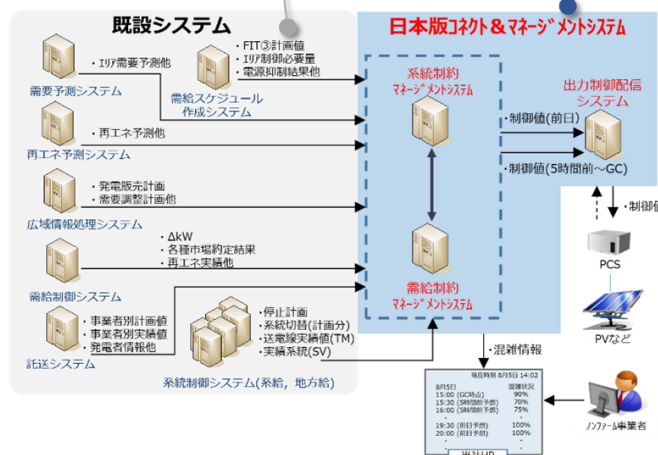
- ① ロジック検討 (東京電力PG, 北海道電力NW, 東北電力NW, 電力中央研究所, テプシス, TDS, 日立製作所)
- ② 特別高圧発電設備向け制御値伝送仕様とそのセキュリティ対策の検討 (電力中央研究所, 東京電力PG)
- ③ 仕様検討 (東京電力PG, 北海道電力NW, 東北電力NW, 日立製作所, 四国計測工業)
- ④ システム開発 (日立製作所, 四国計測工業, 東京電力PG)

(2) 既設システムの改修

- ① 仕様検討 (東京電力PG, 北海道電力NW, 東北電力NW)
- ② 既設システム改修 (東京電力PG, 北海道電力NW)
- ③ 予測システム改修 (東京電力PG, 東北電力NW)

(1)-① 将来の拡張性や合理的運用を実現する技術基盤の開発・検討

- 系統制御ロジックを考慮した需給運用モデルの検討 (東京大学)
- 最適潮流計算 (OPF) に基づく系統制御ロジックの検討 (電力中央研究所)



(3) 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討

- ① ~ ③ 太陽光・風力発電, 需要のローカル予測精度の検討 (東京電力PG, 東京電力HD, 日本気象協会, 東北電力NW, CTC)
- ④ 需給運用への予測選択手法の開発 (東京大学)
- ⑤ ローカル日射予測に基づくPV出力の系統制御特性の評価手法の開発 (東京大学)

(4) システムセキュリティに関する評価 (東京電力PG)

(5) フィールド実証

(東京電力PG, 北海道電力NW, 東北電力NW, 電力中央研究所, TDS, テプシス, 日立製作所, 四国計測工業)

(6) 海外動向調査

(東京電力PG, 北海道電力NW, 電力中央研究所, テプシス, TDS, 日本気象協会, CTC, 東京大学)

図 4-1 各実施項目（目標達成に必要な要素技術）の概要

4.1. 日本版コネクト&マネージメントシステムの開発

図 4-2 のとおり、需給上の制約を考慮した『需給制約マネージメントシステム』と系統の制約を考慮した『系統制約マネージメントシステム』の算出結果を連係し、電源毎に最適な出力制御を算出し、『出力制御配信システム』を介して、出力制御値を送信する日本版コネクト&マネージメントシステムを開発した。

システムの開発にあたっては、系統制約に伴う出力制御量を演算するための基となる、想定潮流断面の作成ロジックや、公平性や国の審議会で整理された制御方法を基に制御ロジックについて仕様を反映し、システムを開発した。

系統制約に伴う出力制御については大きく分けて 2 つの制御方法があり、概要については以下のとおり。

ノンファーム方式：ノンファーム型接続電源に対して、発電計画値から一律で出力制御を実施。

再給電方式：国の審議会で整理された一定の順序に則り、調整電源及び非調整電源等をメリットオーダーにより出力制御し、制約量が満たされない場合はノンファーム型接続電源を一律で出力制御を実施。

●実施テーマと実施スケジュール

実施テーマ	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度
(1) ロジック検討				
(1)-(a) 潮流断面作成ロジックの検討 ・ロジック検討 ・フィールド実証 データ分析との連携				
(1)-(b) 最適潮流計算（OPF）に基づく系統制御ロジックの検討 ・ロジック検討 ・フィールド実証 データ分析との連携				
(1)-(c) 系統制御ロジックを考慮した需給運用モデルの検討 ・ロジック検討、モデル開発 ・運用特性解析				
(2) 特別高圧発電設備向けの制御値伝送仕様とそのセキュリティ対策の検討 ・仕様書作成 ・システム開発支援 ・仕様評価				
(3) 仕様検討 ・仕様書作成 ・標準仕様への検討事項反映				
(4) システム開発 ・システム開発準備 ・システム開発 ・現地試験 ・試験運用 ・分析				

●実施体制

4.1. 日本版コネクト&マネジメント システムの開発

(1) ロジック検討

東京PG、北海道NW、東北NW、電中研、テプシス、TDS、日立、東京大学

(1)-(a) 潮流断面作成ロジックの検討

テプシス、TDS

(1)-(b) 最適潮流計算（OPF）に基づく系統制御 ロジックの検討

電中研

(1)-(c) 系統制御ロジックを考慮した需給運用モデルの検討

東京大学

(2) 特別高圧発電設備向けの制御値伝送仕様とそのセキュリティ対策の検討

東京PG、電中研

(3) 仕様検討

東京PG、北海道NW、東北NW、日立、四国計測

(4) システム開発

東京PG、日立、四国計測

4.2. 既設システムの改修

(1) 仕様検討

(2) 既設システムの改修

(2)-(a) 既設システム改修

(2)-(b) 潮流想定機能の検証・課題抽出のための改修

(3) 予測システム改修

4.3. 再生可能エネルギーの ローカル予測精度の検討

(1) 太陽光発電のローカル予測精度の検討

(2) 風力発電のローカル予測精度の検討

(3) 需要のローカル予測精度の検討

(4) 需給運用への予測選択手法の開発

(5) ローカル日射予測に基づくPV出力の系統制御特性の評価手法の開発

4.4. セキュリティに関する評価

(1) セキュリティに関する評価

4.5. フィールド実証

(1) データ分析

(1)-(a) 系統制御ロジックに関するデータ分析

(1)-(b) 潮流想定用データ作成に関するデータ分析

(2) フィールド実証

4.6. 海外動向調査

(1) 海外動向調査

●テーマごとの目標達成状況と成果の内容

4.1. (1) ロジック検討

テーマ名	4.1. 日本版コネクト&マネージメントシステムの開発 (1) ロジック検討	達成状況	○
実施者名	東京 PG、北海道 NW、東北 NW、電中研、テプシス、TDS、日立、東京大学		
<アウトプット目標> 送電線潮流の予測精度に関する評価自体が新たな技術検討であるため、開発されたシステムによる送電線潮流の予測結果と実績潮流等による実データを用いた分析等により、システム仕様に反映したロジックの妥当性を検証し、送電線潮流予測精度の評価方法を確立する。また、送電線潮流の予測精度が実需給に近づくほど向上することを定量的に評価する。 エリア需要、再エネ予測や発電計画値等による実データを用いた分析等により、システム仕様に反映した需給制御ロジックが、公平性を確保した最適な出力制御値を決定し、系統制御量と需給制御量の協調ができていることを確認する。 送電線利用ルールの見直し等、国の議論状況等を考慮した将来の適用性を検討し、将来適用が必要と想定される最適潮流計算（OPF: Optimal Power Flow）に基づく系統制御ロジックの基本仕様を提示する。 <目標達成状況> 机上検証にてシステムに反映した想定潮流作成ロジックをもとに、予測結果と実績潮流を分析し、ロジックの妥当性を確認した。 システムで作成した想定潮流結果から、予測誤差を分析し、予測誤差を踏まえた必要なマージン量の算出方法及び、見直し時期について確立した。 マージン量については、検証から系統規模により予測誤差が異なる事を確認し、一律ではなく、系統毎に設定する必要がある事を整理した。 検証の結果、群馬エリアのひとつのローカル系統では、11％程度のマージンが必要であることを整理した。 需給制御において、優先給電ルールによる電源種別毎の制御順序に基づいた制御配分と制御回数であることを確認した。 また、系統制御と需給制御の協調として、系統制御対象電源に対しても需給制御が必要な場合、国の審議会で整理されたルールどおり、需給制御を実施するロジックを仕様に反映し、試験にて妥当性を確認した。 基幹系統における送電系統制約での出力制御については、送電線利用ルールの見直しにより「再給電方式（一定の順序）の出力制御」となったことから、最適潮流計算（OPF: Optimal Power Flow）に基づく系統制御ロジックを仕様に反映した。			

テーマ名	4.1. 日本版コネクト & マネージメントシステムの開発 (1) ロジック検討 (1)-(a) 潮流断面作成ロジックの検討	達成状況	○
実施者名	テプシス、TDS		

<アウトプット目標>

ノンファーム適用系統において、状態推定ロジックを確立して、システムに反映する。

ノンファーム適用系統において、作業停止や系統切替等の系統状態変化を考慮した将来系統構成を作成するロジックを確立して、システムに反映する。

ノンファーム適用系統において、潮流断面作成ロジックの検討ならびに妥当性の評価を行い、システムに反映する。

<目標達成状況>

過去の実績を用いて固有負荷実績の算出、固有負荷・P V出力等の想定、欠落データ等の状態を推定するロジックを検討し、想定潮流算出ロジックを確立した。また、作業停止や系統切替等の系統状態変化を考慮した将来系統構成を作成するロジックを検討し想定潮流算出ロジックに反映した。

想定潮流算出ロジックに基づき、基幹系送電線想定潮流を作成して実績潮流と比較した結果、概ね実績潮流と合うことを確認した（平均誤差 2 %程度）。また、ローカル系統においても検証を実施し、実績潮流と比較した結果、概ね実績潮流と合うことを確認した（平均誤差 6 %程度）。

潮流想定算出に必要なデータ、業務フローを整理しシステム仕様へ反映した。

<成果の内容>

(1) 系統制御量算出ロジックの検討

潮流想定ロジックは、FS にて検討された過去実績を基に、作業停止や系統切替等の系統状態変化を考慮した将来系統構成を反映して想定潮流を作成するロジックをベースに作成した。ロジック概要を図 4-3 に示す。

前日時点から過去の送電線潮流実績をもとに、将来系統構成を反映した送電線想定潮流を作成し、作成した送電線想定潮流と運用設定値から制御量を算出するロジックとなっている。

系統制約
マネージメントシステム

【step1】
送電線潮流作成

【step2】
運用設定値作成

【step3】
系統混雑計算

系統制御量を
ノンファーム発電機毎に
配分

需給制約
マネージメントシステムへ

①固有負荷実績算出

②固有負荷想定算出

③想定潮流の仮作成
(送電ロス未反映)

④将来系統構成作成

⑤想定潮流作成
(送電ロス反映)

⑥運用設定値作成

⑦制御量算出

混雑計算業務フロー

(1)過去実績取得のための参照日検索

(2)送電線毎の実績潮流を取得

(3)発電実績(特高・高低圧PV,特高自家発)
特高需要家負荷実績を減算

(4) 固有負荷実績をL177需要予測で比例倍

(5)特高需要家負荷実績を反映

(6)PV出力予測・発電計画を反映

(7)将来系統構成を作成し想定潮流を反映

(8)送電線ロスを反映し送電線潮流作成

(9)運用容量から設備停止,ΔkW,マージンを減算

(10)系統混雑計算（ノンファーム型電源）

図 4-3 潮流断面作成ロジック概要

【step1 送電線潮流作成の流れ（補足）】

① 固有負荷実績算出

過去を送電線潮流実績から、将来の系統構成や固有負荷想定、発電計画、PV 出力想定を反映し、送電線ごとに想定潮流を算出する。算出した送電線ごとの潮流を積み上げることで、送電線潮流を作成し、送電線ロスを反映し想定潮流を補正する。

送電線ごとの潮流作成にあたっては、図 4-4 に示す 2 つの方法により算出する。1 つは送電線送り出し潮流実績から送電線ごとの想定潮流を算出する方法（手法 1）、もう 1 つは配変や特高需要家ごとの潮流実績から個々の想定潮流を算出する方法（手法 2）である。手法 1 は想定潮流算出が比較的容易で取得データ数が手法 2 より少ないという利点がある。一方、手法 2 は、取得データ数は多くなるが個々の潮流想定によりローカル系統や送電線分岐箇所の潮流想定が行える利点がある。

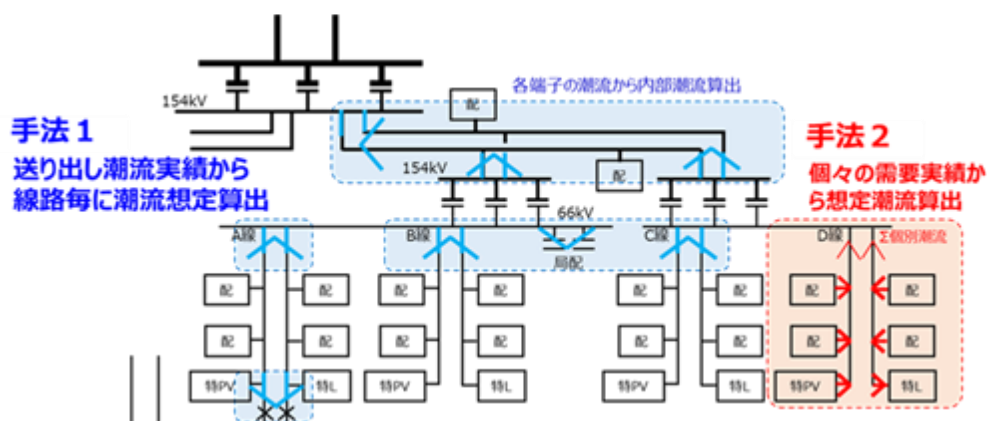


図 4-4 送電線潮流作成方法

想定潮流を算出するためには、需要予測、地点別の気温・季節・曜日など想定日と相関の高い過去実績を抽出する必要がある。固有負荷の変化は気温が大きく影響するため、季節・曜日なども考慮したうえで過去の県域の気温実績（最高・最低の平均）の中から、翌日気温予測（最高・最低の平均）に最も近い日を抽出し、過去の実績データを取得する。

過去参照日を検索するにあたっては、既設システムにて翌日需給バランスと相関がある過去の需要カーブ（10 日）を自動抽出し、その中から県域毎に実績データの取得日を自動決定するロジックとする。なお、運用者が任意で参照日を設定することも可能な仕様としている。

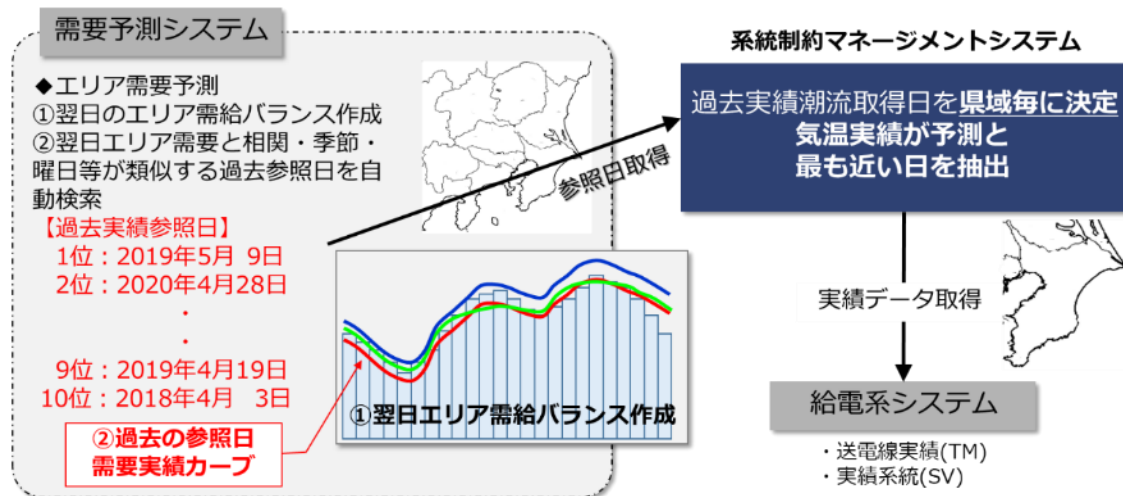


図 4-5 過去参照日の検索

次に、需要比率に応じた固有負荷想定をするため、需要の増減に影響のある固有負荷実績を算出する。取得した送電

線毎の実績潮流から、特高・高低圧 PV 出力推定実績や特高自家発、及び特高需要家負荷実績を減算して固有負荷実績を算出する。なお、高低圧 PV 推定出力実績は、既設の需給制御システムの PV 出力推定実績（メッシュ実績）を配変ごとに紐づけ算出する。

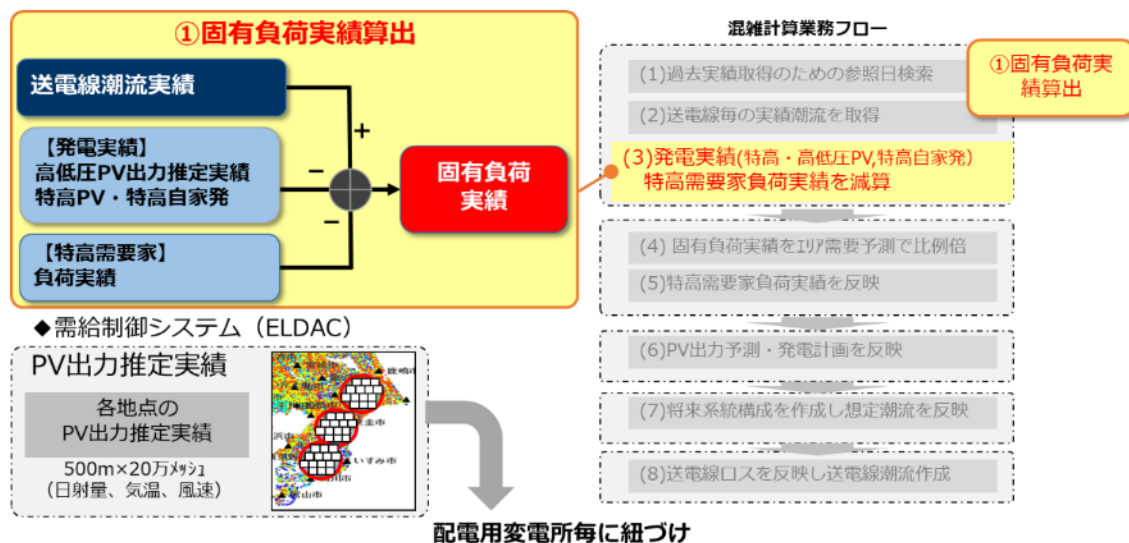


図 4-6 固有負荷実績の算出

② 固有負荷想定算出

算出した固有負荷実績をエリア需要予測で比例倍し、過去参照日の特高需要家負荷実績を加算して送電線ごとの固有負荷想定を算出する。

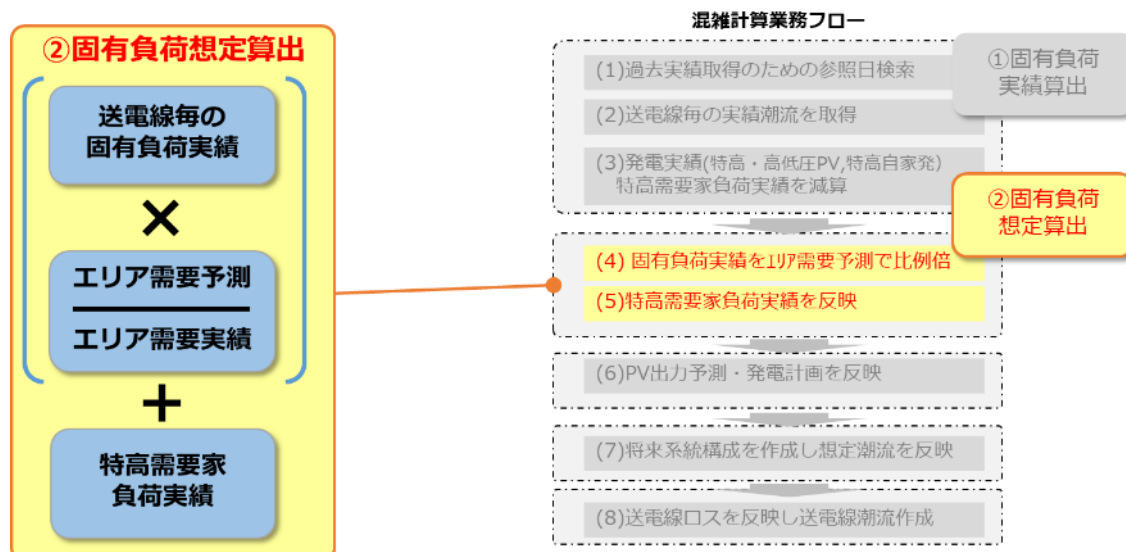


図 4-7 固有負荷想定の算出

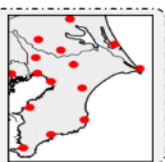
③ 想定潮流仮作成

算出した固有負荷想定に PV 出力予測・発電計画を反映し、送電ロス反映前の想定潮流を仮作成する。送電線毎の PV 出力予測は、既設の再エネ予測システムの PV 出力予測（地点別予測）を特高・配変毎に紐づけ算出、または送電線毎、特高・配変毎に算出した PV 設備容量比率を乗じて算出する。

◆再エネ予測システム

翌日PV出力予測

各地点の
翌日PV出力予測
50地点気象データ
(日射量、気温、風速)



配電用変電所毎に紐づけ

③想定潮流仮作成 (送電ロス未反映)

固有負荷想定

+

・PV出力予測
・発電計画

混雑計算業務フロー

- (1)過去実績取得のための参照日検索
- (2)送電線毎の実績潮流を取得
- (3)発電実績(特高・高低圧PV,特高自家発)
特高需要家負荷実績を減算
- (4)固有負荷実績をLVI需要予測で比例倍
- (5)特高需要家負荷実績を反映
- (6)PV出力予測・発電計画を反映
- (7)将来系統構成を作成し想定潮流を反映
- (8)送電線ロスを反映し送電線潮流作成

①固有負荷
実績算出

②固有負荷
想定算出

③想定潮流
仮作成

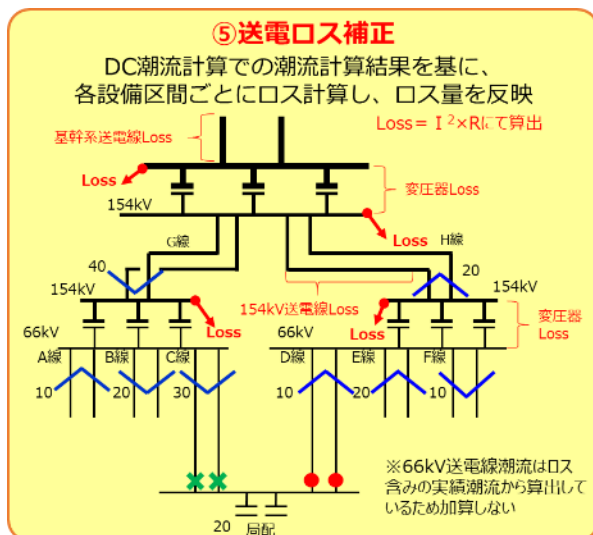
図 4-8 想定潮流仮作成

④ 将来系統構成作成

既設システムから将来の系統状態の変化（設備停止、系統切替など）を取得して、設備停止計画や系統切替計画を反映した将来の系統構成を作成する。

⑤ 想定潮流作成（送電ロス反映）

66kV 送電線潮流を変電所単位で合算し、DC 潮流計算にて上位系の潮流算出をするため、上位系の送電ロス補正が必要となる。DC 潮流計算により算出した上位系の潮流値に対して、ロス計算を実施し送電線潮流を補正する。DC 潮流計算では電圧を 1pu として計算した送電ロスが加味されるが、実際の系統運用電圧は 1pu とは限らないため、電圧制御装置の運用目標値を用いて送電ロスを算出し補正を行えるようにしている。



混雑計算業務フロー

- (1)過去実績取得のための参照日検索
- (2)送電線毎の実績潮流を取得
- (3)発電実績(特高・高低圧PV,特高自家発)
特高需要家負荷実績を減算
- (4)固有負荷実績をLVI需要予測で比例倍
- (5)特高需要家負荷実績を反映
- (6)PV出力予測・発電計画を反映
- (7)将来系統構成を作成し想定潮流を反映
- (8)送電線ロスを反映し送電線潮流作成

①固有負荷
実績算出

②固有負荷
想定算出

③想定潮流
仮作成

④将来系統
構成作成

⑤将来想定
潮流作成

図 4-9 送電ロス反映方法

(2) 想定潮流算出に必要なデータの整理

潮流断面を作成するために必要なデータを整理した。

大分類としては以下 3 種類

- ・ 実績値
- ・ 設備データ（時刻変動の影響なし）

- 設備構成データ（作業停止・系統切替）

また、想定潮流を算出するために計算するため、予測データが必要である。各分類データにて、必要な情報を下記の通りまとめた。

表 4-1 実績値

種別	必要実績データ	粒度	備考
負荷	送電線潮流 P	48点	TMデータ
	配変 P	48点	TMデータ
	特高 P	48点	TMデータ
	全店需要実績	48点	TMデータ or TMデータの合計値
発電	特高 発電実績 P	48点	TMデータ or 特高から実績値を取得
PV	都県別エリアPV実績	48点	
SV情報	SV情報(操作実績)	48点	事故・計画停止・系統切替の種別を問わず、30分単位でのSVの操作実績
	SV情報(特高)	48点	系統構成(特高の新設・廃止)に変更があった場合に対応
	SV情報(配変)	48点	系統構成(配変の受電先)に変更があった場合に対応
	異常値フラグ	48点	欠落データの判別に必要

表 4-2 設備情報

種別	必要設備データ	粒度	備考
PV	設備量	月単位	高圧・低圧は配変ごと。特高PVは個別の設備量。
	発電効率	—	
	線路と設備の紐づけ	—	
その他	送電線R,X	—	
	変圧器R,X	—	
	送電線・変圧器Pもしくは電流値(実績)	48点	
	電圧値(変電所目標値Vref)	48点	ロス計算で必要

表 4-3 設備構成

種別	必要系統構成データ	粒度	備考
系統構成	母線(系統構成)	—	母線ID
	負荷(系統構成)	—	負荷の識別子ID 接続先CBのID
	発電機(系統構成)	—	発電機の識別子ID 接続先CBのID
	送電線(系統構成)	—	送電線の識別子ID 接続先CBのID (2つ)
	変圧器(系統構成)	—	変圧器の識別子ID 接続先CBのID (2つ or 3つ)
	遮断機(系統構成)	—	遮断機の識別子ID 接続先の識別子ID 2つ (相手先: 母線、負荷、発電機、送電線、変圧器、断路器)
	断路器(系統構成)	—	断路器の識別子ID 接続先の識別子ID (CB側) 接続先候補の母線の識別子ID (複数)

表 4-4 予測値／計画値

種別	必要予測計画データ	粒度	備考
負荷	全店需要予測	48点	
発電	特高 発電計画 P	48点	特高発電想定、不足データ推定時に使用
PV	都県別エリアPV予測	48点	
SV情報	作業停止・系統切替 (SVの計画値)	48点	作業停止・系統切替によるSV操作予定(30分単位) (作業停止手順書、系統切替手順書から作成)

(3) 基幹系送電線の潮流作成ロジックの検証

系統混雑時の出力制御はノンファーム型電源に適用するため、ノンファーム適用系統で検証する事が妥当と考えられたこと、また、再給電方式採用による実需給断面での潮流検証も踏まえ、調整電源が接続し、比較的広範囲な系統である佐京連系系統にて机上検証を行った。

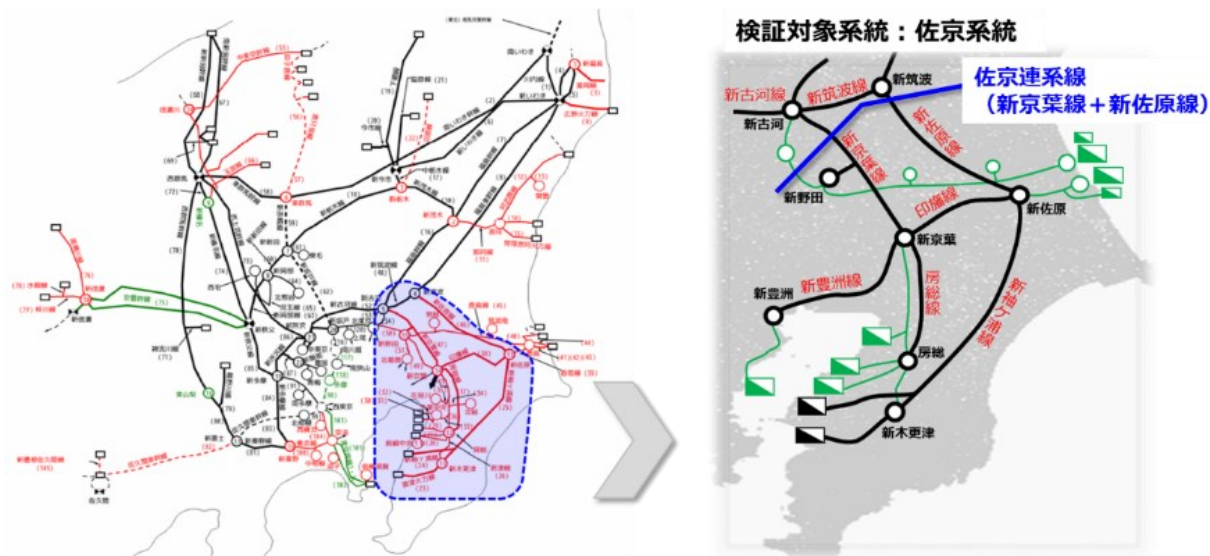


図 4-10 佐京連系系統

出典) 東京電力パワーグリッド空き容量マップ 2021 年 2 月 4 日時点

1) 想定潮流の妥当性の確認

基幹系送電線潮流作成は、過去の 66kV 送電線送り出し潮流実績から、将来の系統構成や固有負荷想定、発電計画、PV 出力想定を反映し、66kV 送電線ごとに想定潮流を算出し、66kV 送電線ごとの潮流を積み上げることで、基幹系統の送電線潮流を作成した。（図 4-11）

下位系統の潮流積上げにより基幹系送電線潮流を作成

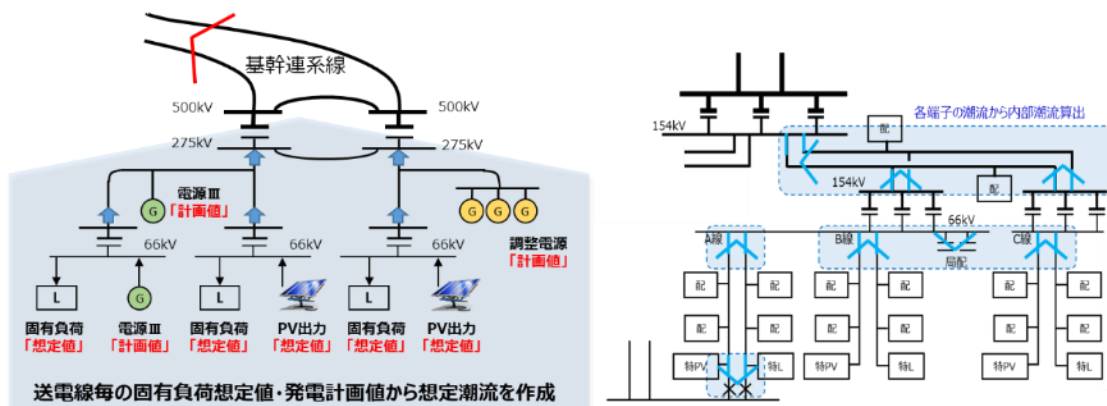


図 4-11 66kV 潮流想定から基幹系統潮流想定の流れ

送電線潮流算出ロジックに基づき、過去実績データから当日の需要予想と過去実績との比率で算出した負荷に、発電計画値とPV 予測値を加え、さらに送電ロスを考慮することで佐京連系線の想定潮流を算出した。想定潮流算出の検証対象日は、PV 出力の影響による想定誤差を踏まえ、天候状況が異なる 2019/8/6 と 2019/8/20 の 2 日を選択して検証を実施した。2019/8/6 は発電重潮流かつ PV 推定出力実績が大きい晴れの日、2019/8/20 は PV 推定出力実績が少ない曇りの日である。この 2 日に対して、佐京連系線の潮流実績と、潮流想定ロジックから算出した想定潮流を比較検証の結果、平均誤差 6.0%、最大誤差 7.2%であり、概ね実績潮流と合うことを確認できた。(図 4-12)

【検証日】

2019年8月 6日(火)：発電重潮流かつPV推定出力実績が大きい晴れの日

2019年8月20日(火)：PV推定出力実績が少ない曇りの日

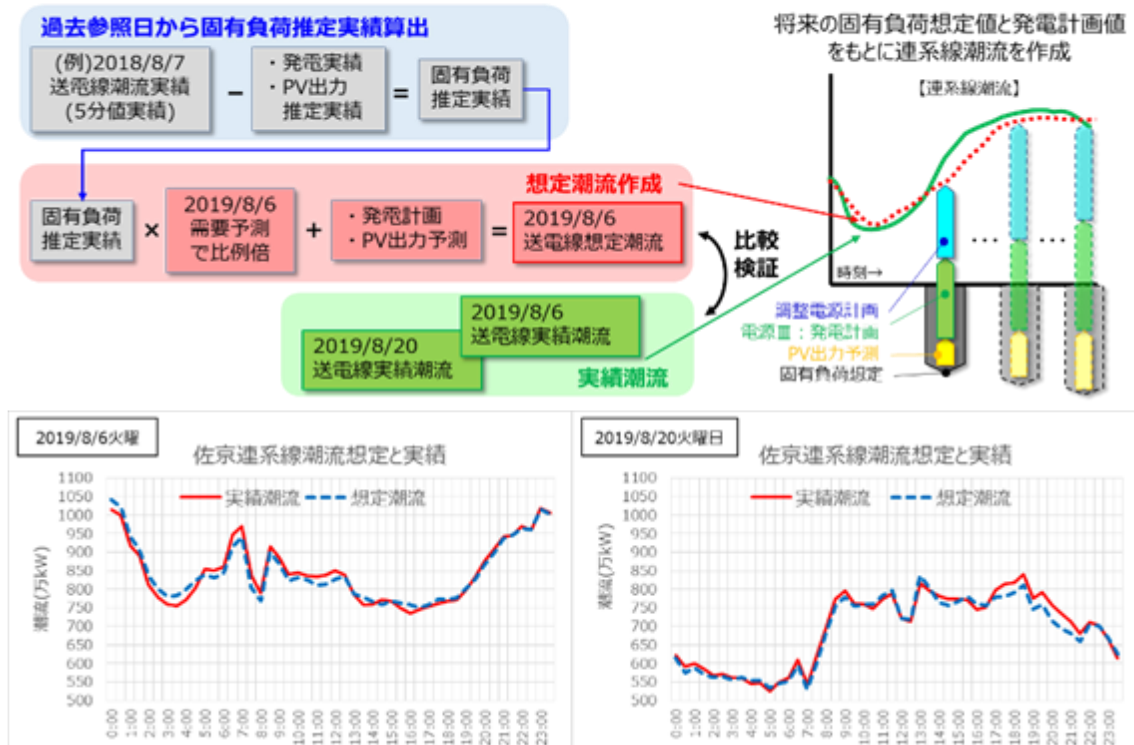


図 4-12 佐京連系線潮流想定と実績

2) 運用設定値に対する系統制御の確認

運用設定値を超過した混雑量について、系統制御によりノンファーム適用電源を一律制御し、送電線潮流が運用設定値以内になることを検証した。検証にあたっては、現在の潮流状況では運用設定値を超過する事がないため、将来連係してくるノンファーム適用電源を連系し、運用設定値を超過する潮流状況を作成した。(図 4-13)

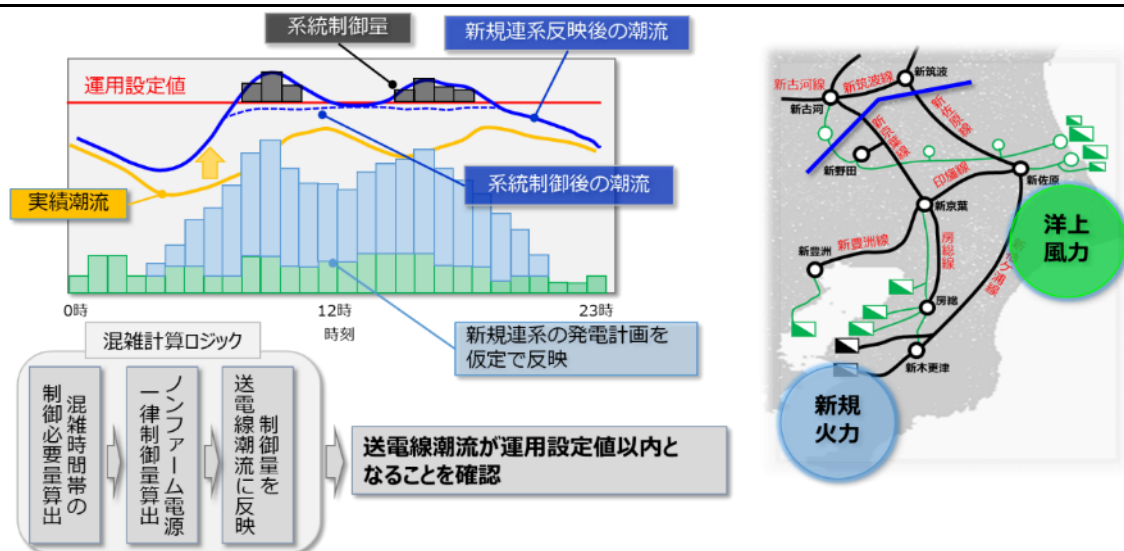


図 4-13 系統制御による出力制御イメージ

系統混雑を発生させるため、佐京系統に新規電源を 200 万 kW 程度連系し系統混雑となるような送電線潮流を作成。系統制御必要量を算出し、一律制御を実施した送電線潮流を再作成した結果、混雑時間帯において運用設定値以内となることを確認できた。(図 4-14)

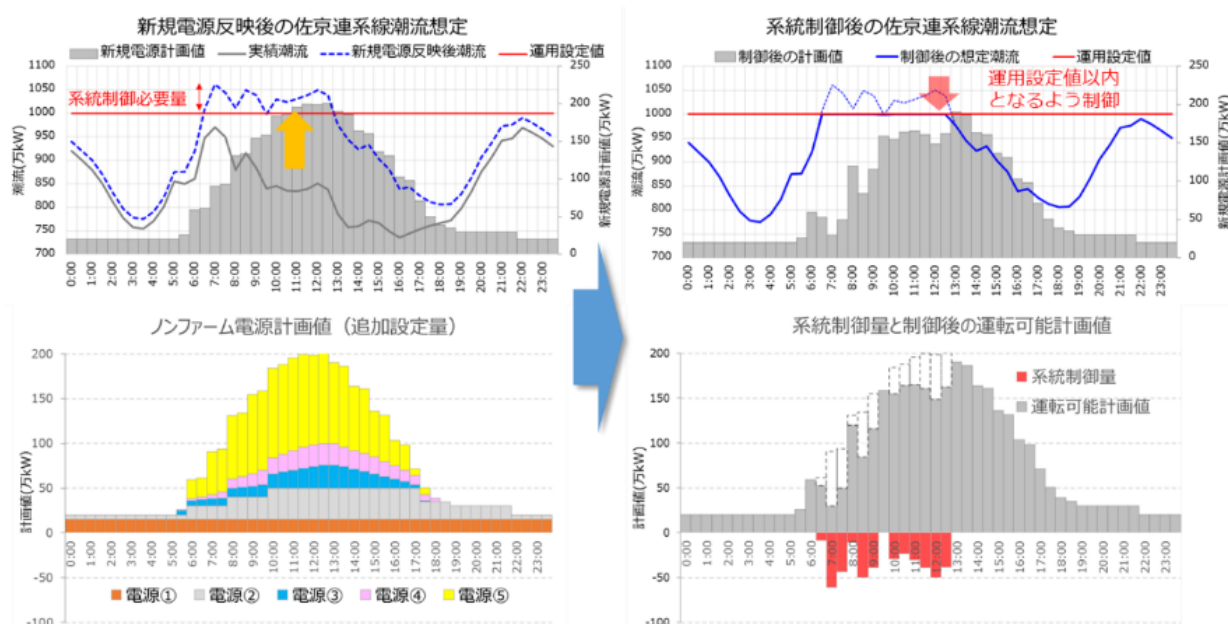


図 4-14 系統制御による送電線潮流

3) 系統制御と需給制御を踏まえた送電線潮流の確認

需給制御が必要となる時期は、PV 出力が多く需要が少ない低需要期が想定される。このような状況においては調整力電源などが低出力となり、連系線潮流が減少するため、現状において基幹系統の混雑は発生しない。系統制御と需給制御の検証を実施するため、設備停止により運用設定値を低下させ、系統混雑を発生させ、かつ、再エネ連系量増加や原子力運転など供給力過剰となるような検証断面を作成し、系統制御と需給制御を実施した際の潮流状況について検証した。(図 4-15)

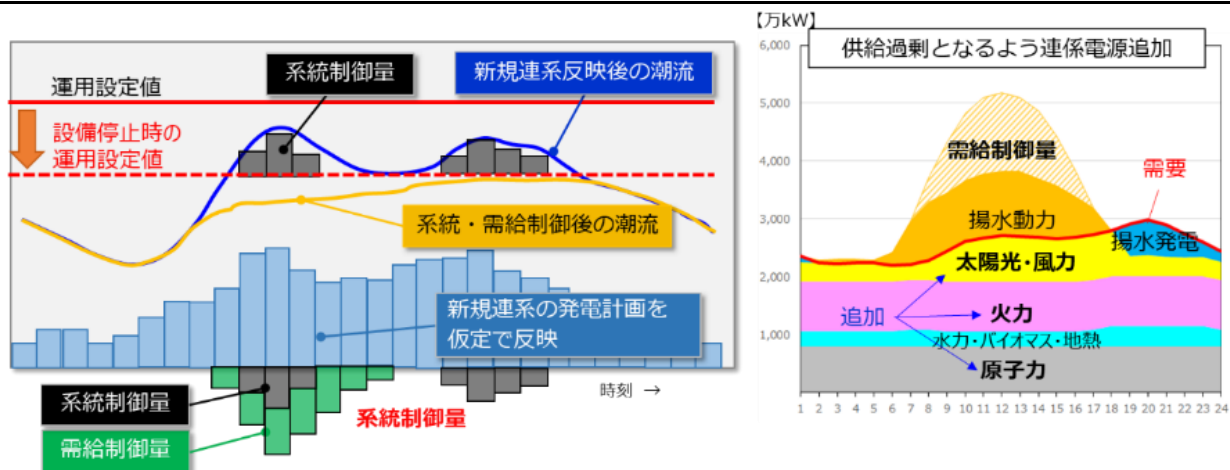


図 4-15 系統混雑・供給力過剰な断面

2020 年度のゴールデンウィーク（5/5）の需給実績をもとに、供給力過剰となるよう東京エリア全体で 900 万 kW 程度の供給力を追加し需給制御必要量を算出した。需給制御必要量の 30%（2024 年度における佐京系統/全エリア再エネ設備比率）を佐京系統にて制御を実施したことによる系統制御と需給制御後の潮流状況について検証を実施した。（図 4-16）

供給力構成内訳（12時）		【万kW】	
		2020/5/5実績	検証断面
供給力	需要	2,524	2,524
	火力	1,026	838
	非調整電源 (連系線含む)	864	836
	太陽光	1,031	1,503※1
	風力	7	264※1
	原子力	0	381
	揚水式水力	▲404	▲1,129※2
供給力計		2,928	3,822
エリア全体の需給制御必要量 (需要-供給力合計-揚水式水力)		0	▲170
佐京系統での需給制御必要量 = (エリア需給制御量 - 佐京系系統制御量) × 30%			

※1 2025年度実績から2027年度までの設備伸び率で算出
※2 全台フル揚水

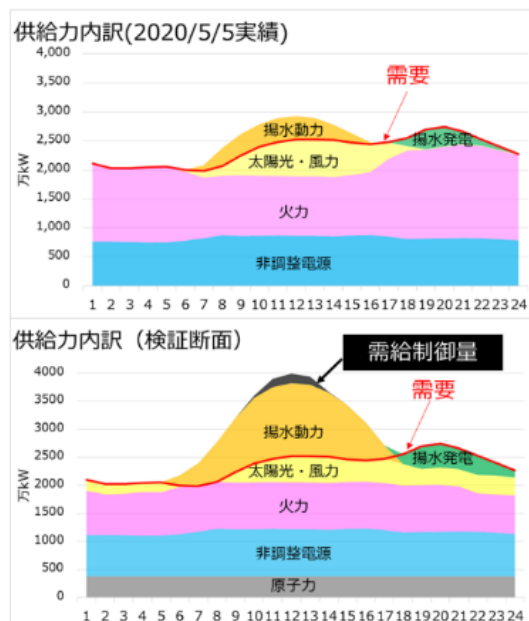


図 4-16 検証断面の供給力構成内訳

系統制御と需給制御後の送電線潮流を作成し、潮流状況を確認した結果、系統制御量と需給制御量を減算した送電線潮流を確認できた。（図 4-17）

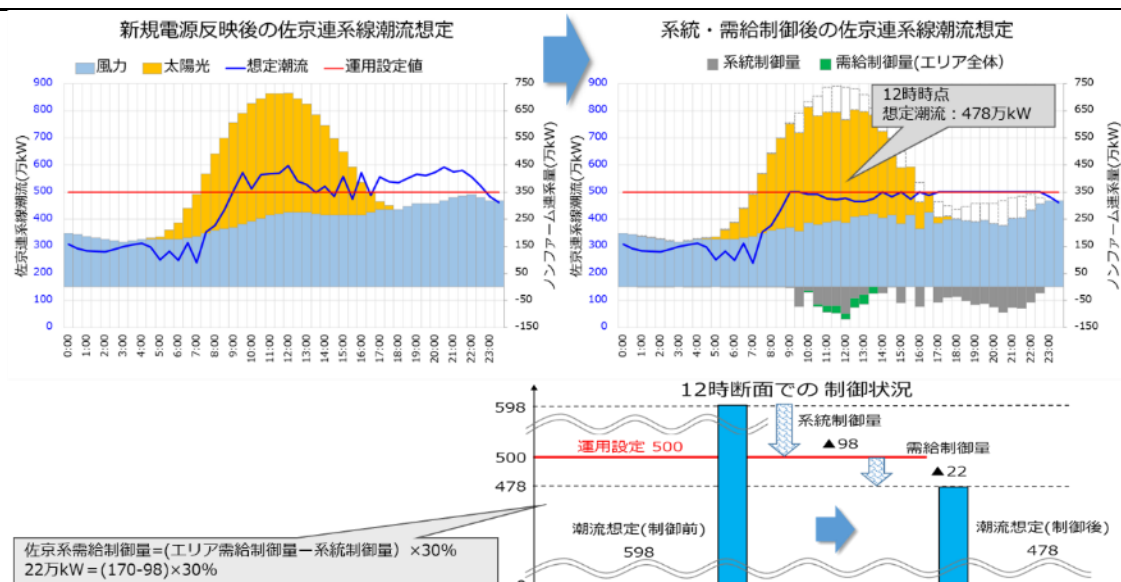


図 4-17 系統制御量と需給制御量を減算した想定潮流算出結果

(4) ローカル系統へのノンファーム適用に向けた潮流検証

ローカル系統に適用した場合のロジック評価、データ分析を実施した。検証対象系統は、2021 年 4 月時点でローカル系統のノンファーム試行運用線路であった東電 PG の 154kV 群馬幹線、154kV 水上線、66kV 片品川線を含んだ異電圧ループ系統とし、ローカル系統向けに一部配変・特高を個別潮流想定する方法を適用した。(図 4-18)

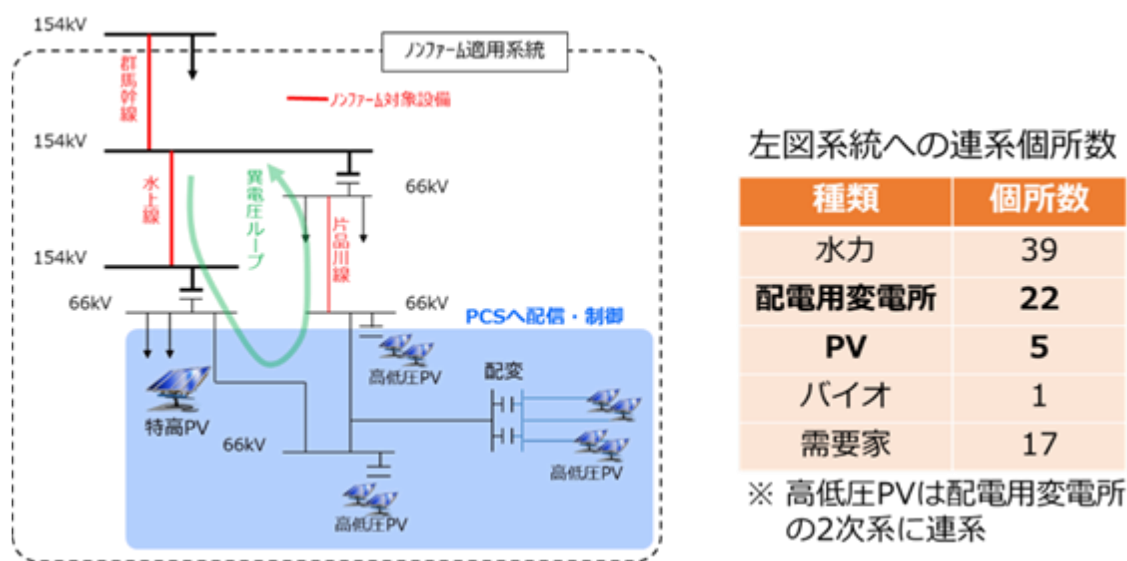


図 4-18 ローカル系統でのノンファーム検証対象系統

ローカル系統の送電線潮流作成は、配変毎に過去の潮流実績から、固有負荷を想定し、将来の系統構成、高低圧 PV 出力想定と特高需要家の発電計画を反映し、送電線の想定潮流を算出した。(図 4-19)

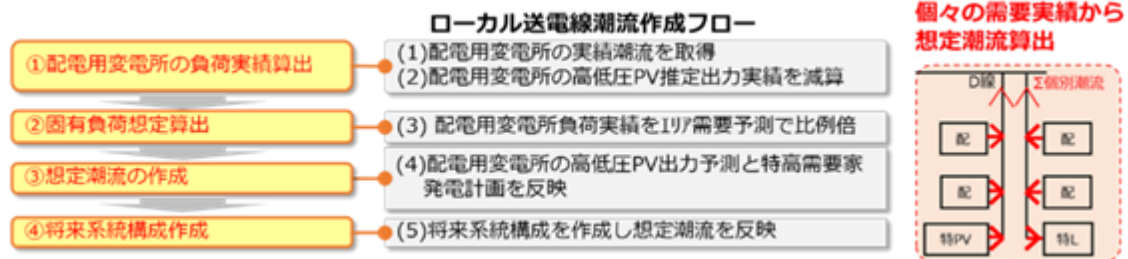


図 4-19 ローカル系統潮流想定の流れ

1) シミュレーションによる想定潮流検証

PV が高出力でアップ潮流となるピーク時間帯（10:00～14:00）における 154kV 群馬幹線系統の平均誤差は 6% 程度、最大誤差は 10% 程度であった。基幹系統に比べて系統規模が小さく、ならし効果がないため、基幹系統よりは大きな誤差となったが想定範囲内となった。（図 4-20）

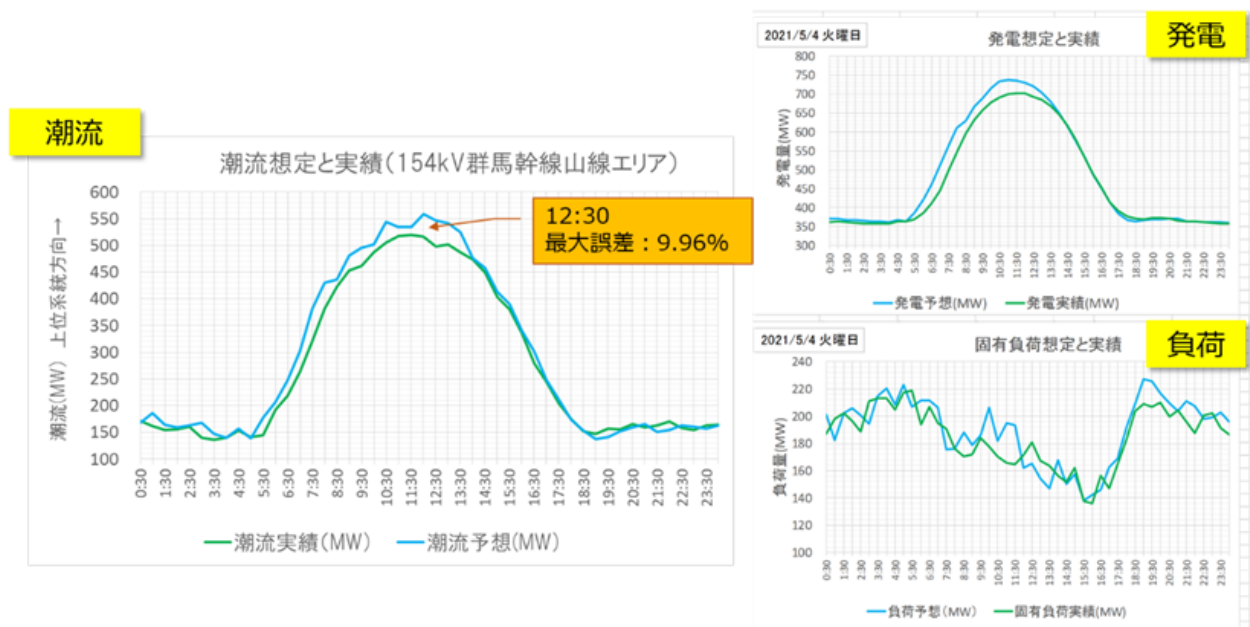


図 4-20 154kV 群馬幹線山線系統の潮流想定結果

潮流想定誤差の大きな要因は PV 出力予測誤差であり、アップ潮流となっている配変のテレメータ改修等、PV 出力予測精度の向上が必須と考えられる。特に、高低圧 PV が増加し、配変の潮流が逆潮流となった場合は、逆潮流対応テレメータでない配変ではテレメータが不読（ゼロ）となってしまう問題がある。（図 4-21）

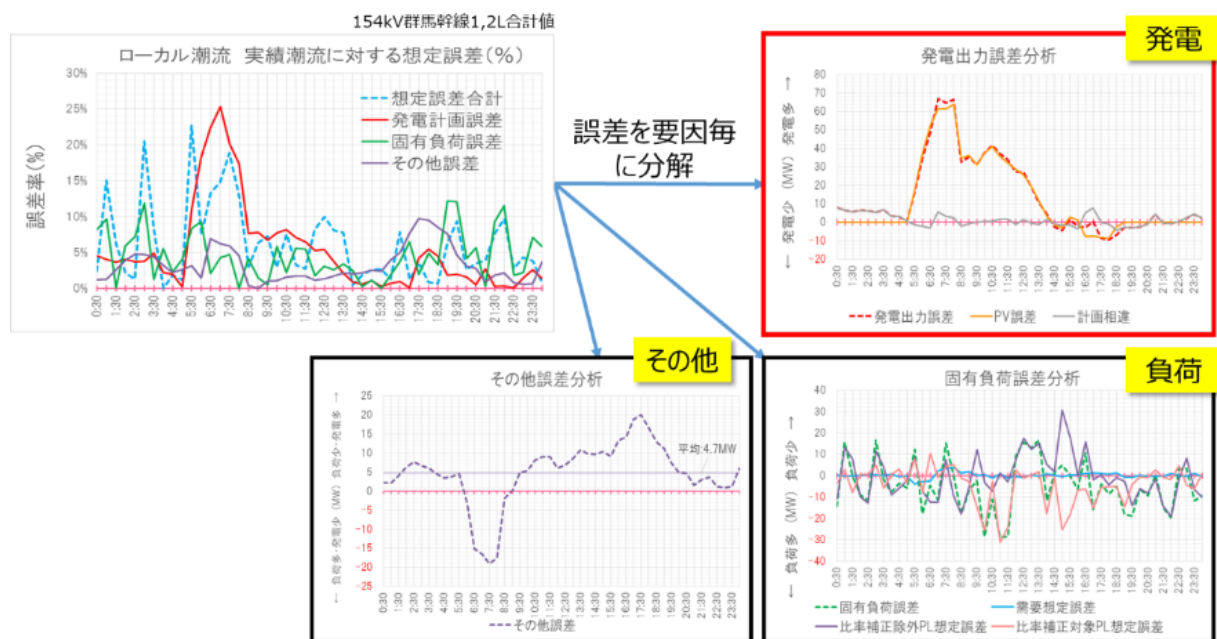


図 4-21 154kV 群馬幹線山線の主要誤差要因

154kV 群馬幹線以下 3 送電線の各号線におけるピーク時間帯の平均誤差は 1～8%程度、最大誤差については 4～16%程度（号線単位のため、更にならし効果は減少）であった。PV 連系数等、系統毎の特性があるため、必要なマージン量は一律ではなく、系統毎の設定が現実的であるとした。（図 4-22）

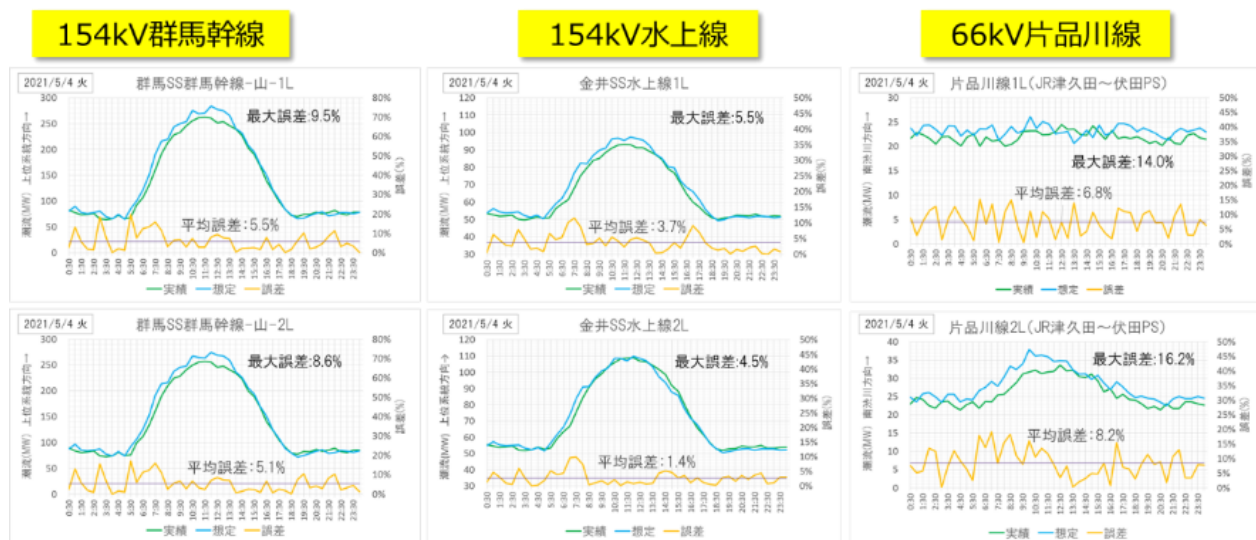


図 4-22 各送電線の誤差率

2) ループ系統における出力制御方法

群馬エリアの系統にはノンファーム設備が 2 線路（154kV 群馬幹線、154kV 水上線）存在し、かつ下位系統(66kV)がループ系統となっている。ループ系統も考慮した、需要側の群馬幹線と電源側の水上線の同時混雑における制御検証を実施した。（図 4-23）

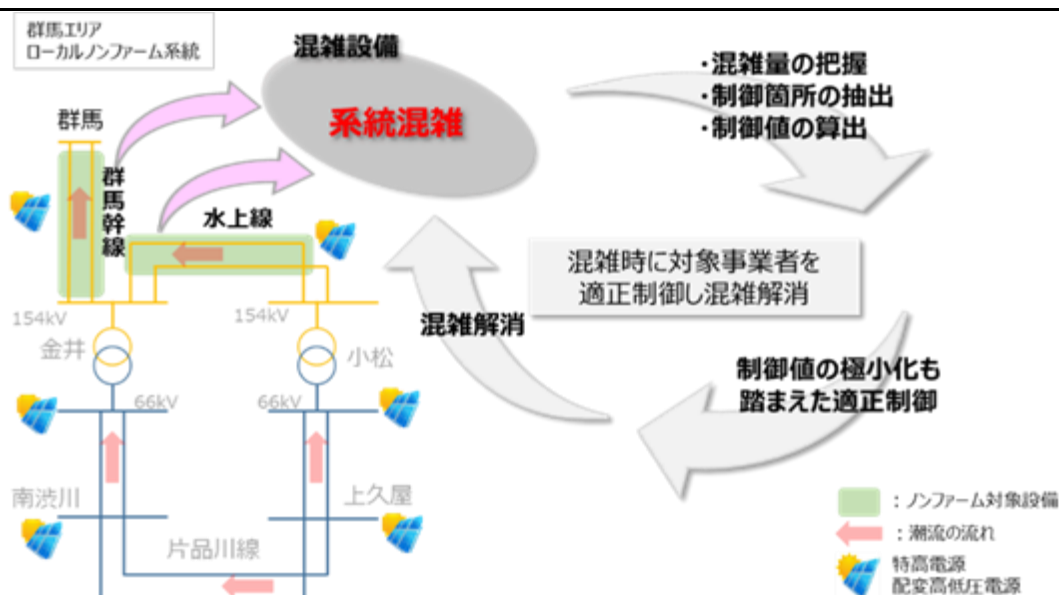


図 4-23 ループ系統における出力制御

ノンファームの概念である制御に寄与する電源の一律制御（公平性の観点）を遵守しつつ制御量の極小化を図る必要がある。ループ系統においては電源の接続箇所により制御効果が異なり、制御により潮流に変化がないことや、混雑を増大させてしまう虞もあるため、不要制御を回避するうえで、電源毎の制御感度から制御対象を選定した。（図 4-24）

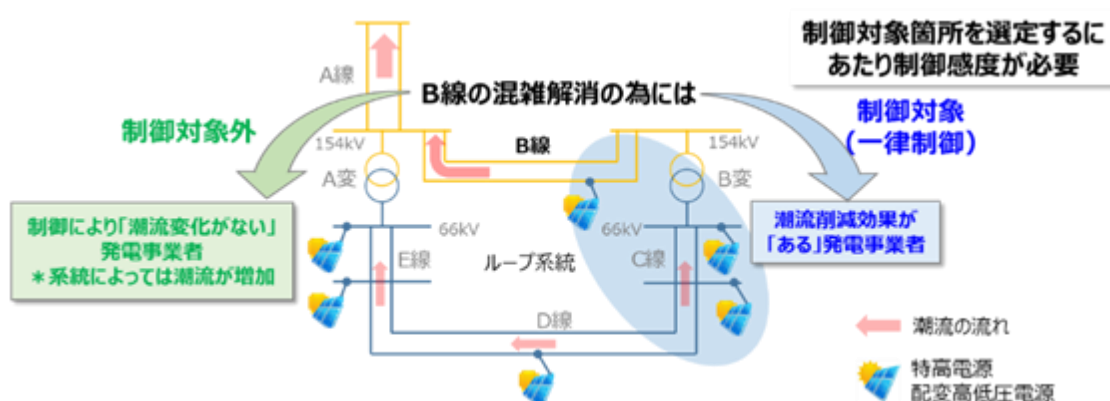


図 4-24 制御感度による制御対象箇所の選定

また、ループ系統では、混雑箇所と制御箇所の送電線のインピーダンスの大きさにより潮流減少効果が異なるものの、制御感度がある（0 以上の）箇所を出力制御の対象とすることを基本とした。（図 4-25）

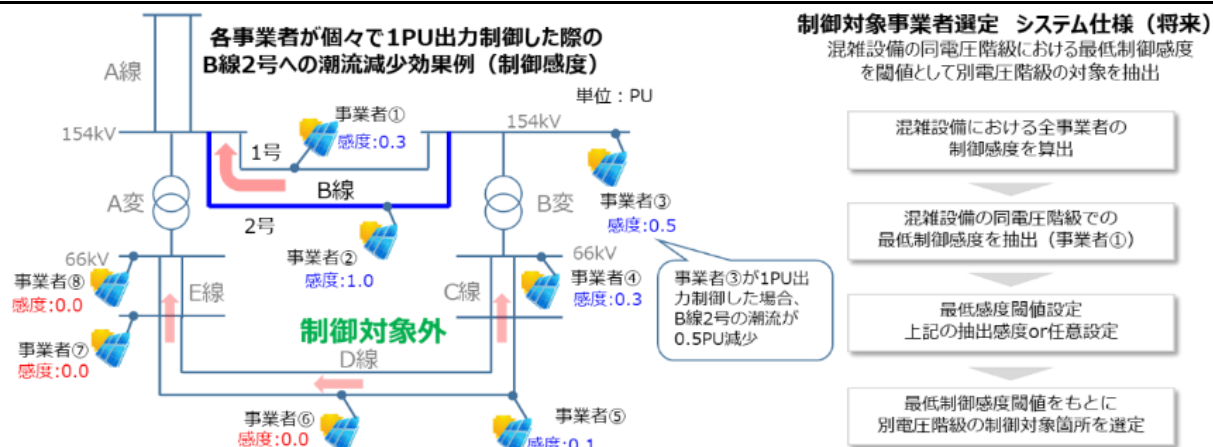


図 4-25 ループ系統の制御対象選定にあたっての制御感度

このようにしてループ系統における制御値の配分にあたって制御感度を用いて制御対象箇所を抽出する際、系統に複数のノンファーム設備が存在する場合は、制御量極小化を考慮した制御値の再配分を実施することとした。（図 4-26）

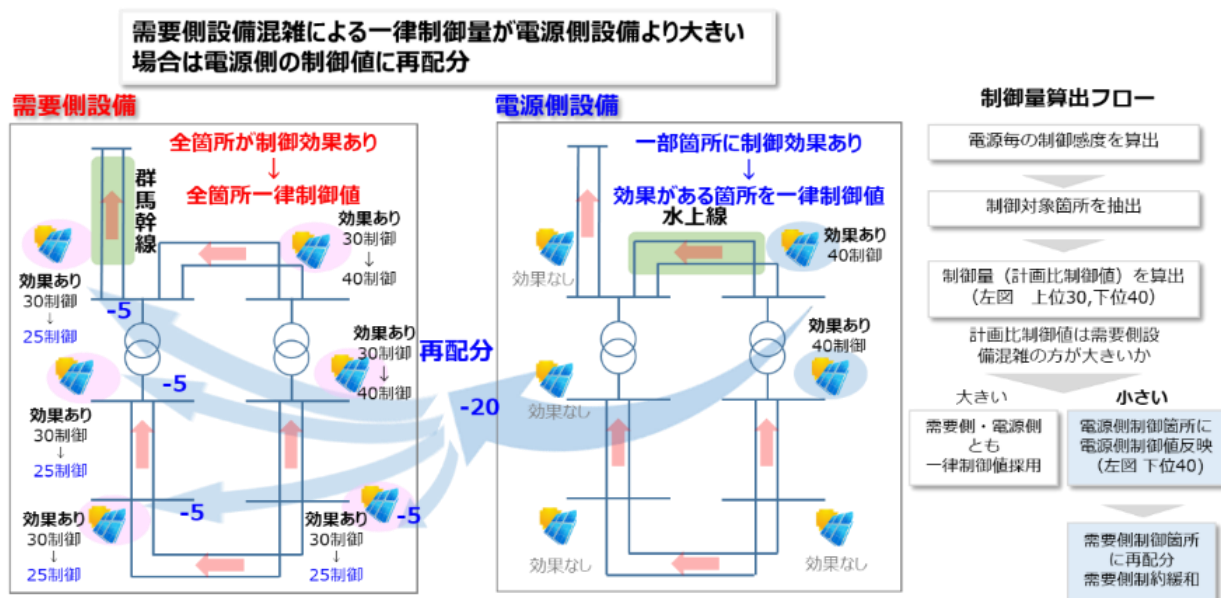


図 4-26 ループ系統における制御量算出フロー

以上を踏まえ、ローカル系統へのノンファーム適用に向けた潮流検証として、群馬エリアの想定潮流を作成し、154kV 群馬幹線（需要側設備）・水上線（電源側設備）の運用設定値を下げて混雑を発生させ、それぞれの制御必要量を算出した。必要制御値が需要側設備より電源側設備の方が大きい為、需要側に制御値を再配分し、制御後の潮流を作成した結果、群馬幹線・水上線とも混雑解消（運用設定値以内）となり、需要側に制御値の再配分を実施する事により制御量の極小化を図ることができた。（図 4-27）

【Step1】群馬幹線には、全箇所一律で計画値より17%の制御が必要。

【Step2】水上線には制御効果がある箇所に対して、一律で計画値より41%の制御が必要。

【Step3】需要側より電源側の方が必要制御値が大きい為、需要側に制御値を再配分。

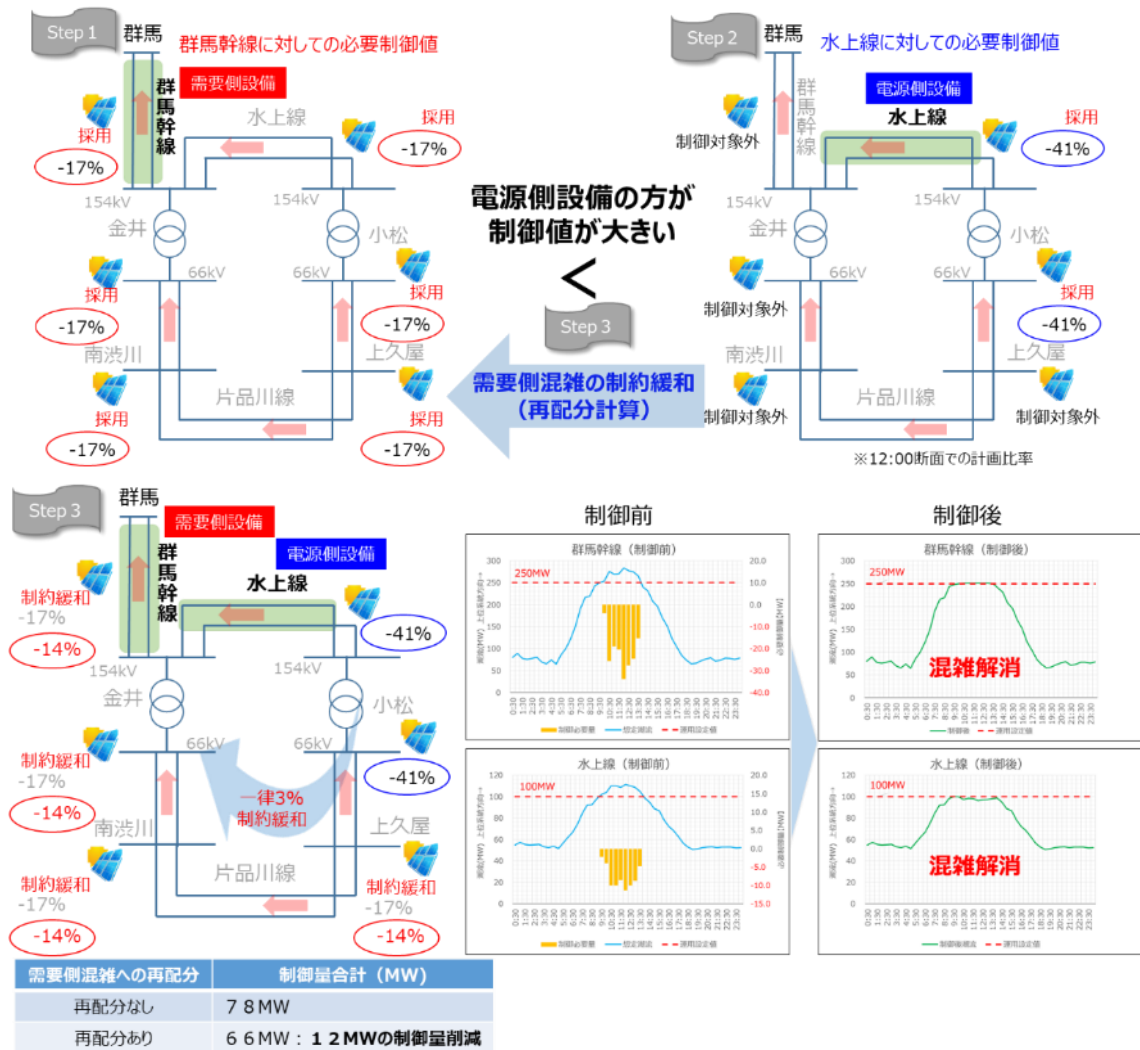


図 4-27 制御値算出結果による制御後の潮流結果

テーマ名	4.1. 日本版コネクト＆マネージメントシステムの開発 (1) ロジック検討 (1)-(b) 最適潮流計算（OPF）に基づく系統制御ロジックの検討	達成状況	◎
実施者名	電中研		

<アウトプット目標>

開発した系統制御ロジックの有効性を、想定実系統データ等を用いたデータ分析に基づいて評価し、将来系統への適用性・拡張性を考慮した系統制御ロジックに係る潮流解析の枠組みを提案する。

<目標達成状況>

(1) ロジック検討及び 4.5—(1) データ分析において、再給電方式（高度化）のロジックとして、DCOPF に基づく混雑処理ロジックの基本仕様（定式化）を創出した。実系統モデルを用いデータ分析により、開発したロジックを検証・評価・改良し、混雑処理ルールに柔軟に対応可能な高い適用性・拡張性を有する再給電方式（高度化）として開発したロジックがシステムへ実装された。概要は図 4-52 に示す。

また、4.5—(1) データ分析において、我が国の将来の市場主導型（ゾーン制・ノーダル制）の系統制約管理に資する ACOPF ベースの潮流解析技術の検討として、関連する先駆的技術の調査を実施するとともに、潮流解析の枠組みとして、系統運用者・利用者の双方に有用な LMP の最適感度（ΔLMP）に基づく系統制約評価手法を提案した。

当初計画にない制度変更を反映し、混雑処理ルールに柔軟に対応可能な高い適用性・拡張性を有する再給電方式（高度化）として期中に追加的に開発したロジックがシステムへ実装されたことから達成度は大幅達成（◎）となった。

<成果の内容>

(1) 実施概要

本検討では、日本版コネクト＆マネージにおける電力潮流解析の基盤技術として、送電線利用ルールの動向及び関連する系統解析技術の調査等に基づいて、OPF（Optimal Power Flow）に基づく合理的な系統制御ロジック（再給電（高度化））の基本仕様を開発した。ここで、再給電（高度化）とは、調整電源の調整費用等を最小化する OPF に基づいて、混雑発生の有無、調整電源の最適な上限値、電源Ⅲ等の必要制御量等を算出し、中給システムの EDC 演算に反映する等により、再給電方式の高度化を実現するものである。

図 4-28 は実施項目のロードマップをイメージしたものであり、本検討の位置づけと、その時系列的な流れを示したものである。日本版コネクト＆マネージにおける DCOPF ベースの系統制御ロジックは、混雑を前提とした再エネ導入を推進する TSO 主導の混雑管理に向けた最適化ソリューションである。また、将来の系統制約管理に資する ACOPF ベースの電力潮流解析技術は、将来の市場型混雑管理を想定し、再エネ導入の更なる拡大で想定される、混雑の拡大、混雑様相の複雑化、TSO と DSO の協調に対処していくための最適化ソリューションである。

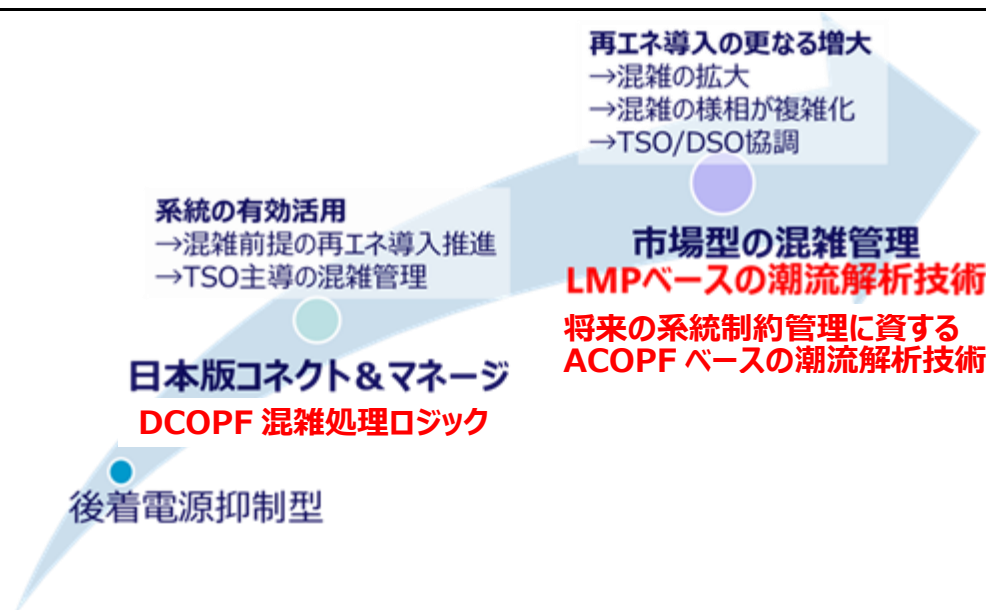


図 4-28 実施項目の位置づけとその時系列的な流れ

図 4-29 は、本検討（青枠部分）に関連する実施項目との連携と得られた成果を示したものである。関連実施項目との連携を密に検討を実施し、図中に赤字で示す「DCOPF に基づく混雑処理ロジックとその改良」、「将来の系統制約管理に資する ACOPF ベースの潮流解析技術の検討」を成果として創出した。

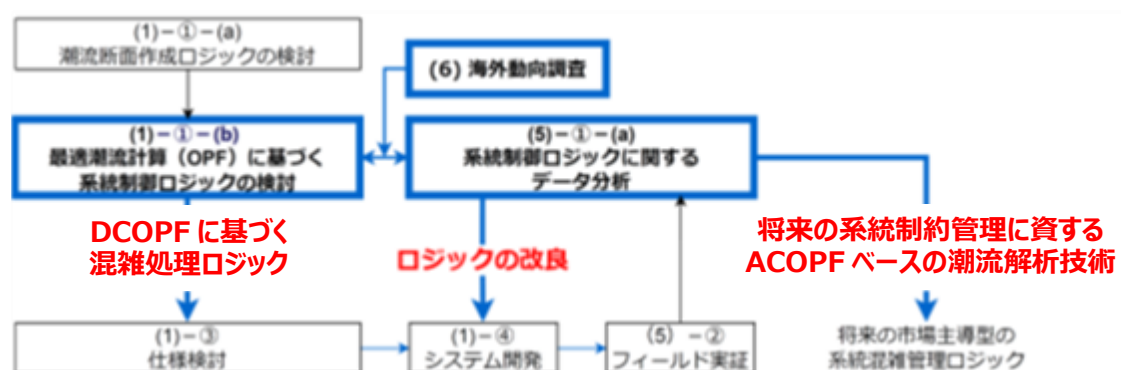


図 4-29 関連実施項目との連携と得られた成果

(2) DCOPF に基づく混雑処理ロジック基本仕様の開発

系統制御ロジックに係る電力潮流解析の枠組みを念頭において、DCOPF に基づく混雑処理ロジックの基本仕様（定式化）を開発し、その基礎的な有効性の検証を実施した。実システムモデルを用いたデータ分析により、開発したロジックを検証・評価・改良し、混雑処理ルールに柔軟に対応可能な再給電方式（高度化）としてシステム仕様へ反映した。

2020 年度は、日本版コネクト&マネージにおける電力潮流解析の基盤技術として、実証システムに実装する OPF に基づく混雑処理ロジックの基本仕様の第一案を検討した。具体的には、系統制御ロジックの大枠イメージならびに OPF 混雑処理ロジックの枠組みを整理するとともに、再給電方式における、メルリットオーダーや調整電源以外の電源による混雑処理の任意の処理順序を考慮可能とする、将来のルール動向に柔軟に対応可能な OPF 混雑処理ロジックの基本仕様の第一案を提案した。第一案については、2140 母線の実システムデータを用いて、ACOPF 及び DCOPF の計算時間や収束性等の提案ロジックの基本的な適用可能性を確認した。

2021 年度は、実証対象の実システムデータを用いて、開発した基本仕様の評価・改良を検討し、実証システム開発における再給電方式の仕様に反映した。基本仕様では、計算対象の調整可能な電源だけでは全ての混雑が解消できない場合においても、計算が収束するように数理モデルの定式化を工夫し、「何処の送電線に、どれだけの量の混雑が残るか」の計算を可能としている。さらに、調整電源以外の電源における混雑処理の任意の順序を考慮することにより、将来の

ルール動向に柔軟に対応可能な混雑処理ロジックとしている。なお、実証システムでは、ノンファーム（NF）システムの想定潮流を用いて、調整費用最小化に基づく調整電源の発電上下限等の算出等を可能とする、DC 潮流計算ベースの OPF（DCOPF）を適用している。成果として、「混雑解消できない場合の計算方法」、「混雑処理における電源グループの優先順位の考慮方法」を確立し、システム開発の仕様に反映した。

2022 年度においては、混雑処理ルールに基づくロジックの改良を実施した。実システムデータを用いた検証を実施し、システム開発の仕様に反映した。成果として、「電源グループ間での発電出力の経済差替えを防止するロジック」を開発した。

以上により、最終目標の DCOPF 混雑処理ロジック基本仕様（再給電（高度化））の開発を達成している。

（3）ACOPF ベースの電力潮流解析技術の検討

2022 年度から 2023 年度において、電力潮流解析に係る先駆的技術の海外調査を実施するとともに、ACOPF に基づく系統制約評価の概念実証モデルを構築し、将来の系統制約管理への適用を検討した。成果として、LMP の最敏感度 Δ LMP に基づく系統指標を提案した。活用先としては、将来の市場主導型（ゾーン制・ノード制）の系統制約管理ロジックを想定している。

Δ LMP により、系統制約の影響を母線/ゾーン毎にコスト化が可能となる。混雑/非混雑系統の判別、混雑の厳しさのレベル化、いつの時点で、何処に、どれだけのコスト的影響があるのかの評価などへの利用が可能である。即ち、 Δ LMP は、系統の運用者と利用者の双方に有用な指標としての活用が期待できる。系統運用においては、系統の何処にどれだけの供給力・調整力を準備すべきか、の情報であり、系統利用においては、系統制約を考慮した経済的な電源の配置や運用の事業性の検討に資する情報である。

（4）系統制御ロジックの大枠イメージ

図 4-30 に示すような適応進化型の系統制御ロジックの大枠イメージを念頭に置いて、OPF に基づく系統制御ロジックの検討を実施した。図 4-30 は、想定した潮流状況に応じた合理的な系統制御の実現を狙いとして、将来系統への拡張性や潮流状況の不確実性への対応を追求するものである。

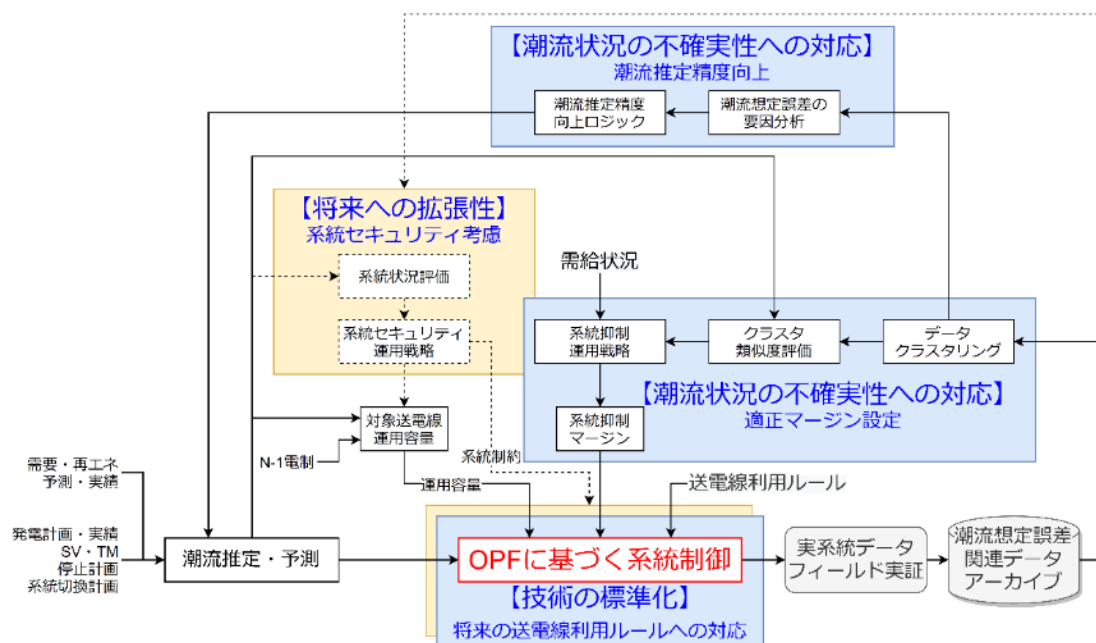


図 4-30 適応進化型の系統制御ロジック（大枠イメージ）

なお、図 4-30 中の赤字の部分が検討の対象であり、2020 年度から 2022 年度にかけて、近い将来における再エネ導入が加速するような送電線利用ルールへの見直しを踏まえた DCOPF に基づく混雑処理ロジックを検討し、2022 年度から 2023 年度において、将来の系統制約管理に資する ACOPF ベースの電力潮流解析技術を検討した。

テーマ名	4.1. 日本版コネクト & マネージメントシステムの開発 (1) ロジック検討 (1)-(c) 系統制御ロジックを考慮した需給運用モデルの検討	達成状況	◎
実施者名	東京大学		
<アウトプット目標> 設備事故モデルなどを含めた需給運用モデル（SCUC+ACOPF）につき、制約違反を複数回反映するプロセスにより高度化し、系統制御を統合した需給運用の基本モデルを開発し、異なるシステム条件における需給運用を評価する。			
<目標達成状況> 将来の複数の小規模モデルから東京電力上位 2 電圧モデルまで段階的に基本モデルを開発し、エネルギー・調整力の同時最適化、送電網混雑管理、ACOPF による詳細な状態分析・N-1 事故時解析、SCUC と ACOPF の連携による正確なモデル分析を可能とし、将来の市場運営と運用計画に適用可能なモデルを開発し、年間を通して需給運用を評価した。 海外動向も踏まえ、将来的な技術の検討の一環として、当初の実施計画には無かった変圧器などの機器や調整力制約などのモデルを備えた ACOPF のニュートン法による高速化と、SCUC 側の ACOPF 結果の反映方法を工夫した SCUC・ACOPF の連携モデルを用いた年間の解析により、様々な需給条件における連携計算の高速化の検証し、将来の市場運営と運用計画に適用可能な“モデル開発”を行う目的をつづけることができたこと、データの制約や機能上の課題を明らかにできたことから達成度は大幅達成（◎）となった。			
<成果の内容> (1) 成果概要 再エネが大量に導入された将来の電力システムにおいて送電網の混雑を考慮した将来のシステム運用・市場運営の先行検討を目的とし、電力システムの需給及び系統の運用モデルを検討し、検討した需給運用モデルの定量評価を行うための年間の需給・系統運用に係る特性解析を行う電力需給解析ツールを開発した。 将来の需給運用モデルでは、TSO が調達する調整力とスポット市場が送電網の混雑管理とともに SCUC により同時決定されることを想定した。さらに、大規模問題の高速の処理が求められる SCUC による計画は、ACOPF（交流法最適潮流計算）による送電線の損失や電圧の条件を反映した費用最小化の解析により、より精度の高い計画に修正され、必要に応じて事故解析などが実施され则认为した。また、SCUC と ACOPF を組み合わせた解析により、毎日の需給運用の精度の高い再現解析が可能となり、将来はリアルタイム後のノード価格の提供や異なるシナリオについての解析、事故解析などへの応用を想定した。 次項「SCUC」では、この需給運用モデルを定量的に検討するための解析ツールの一部として、まず直流法最適潮流計算（DCOPF）を組み込んだ信頼度制約付き発電機起動停止計画（SCUC）モデルの開発について述べる。SCUC では、送電線と変圧器の有効電力による潮流制約を守ったうえで 1 日の合計費用が最小となる前日段階での電力需給計画を作成する。開発した SCUC は小規模な 4 母線モデル、電気学会 EAST10 モデル、東京エリア上位 2 電圧（500 kV 及び 275 kV）系統を模擬するデータセット（以下、東京エリア上位 2 電圧モデル）と、段階的に規模の大きなモデルで想定どおりの動作が得られることを検証した。東京エリア上位 2 電圧モデルでは、2019 年度を対象とした年間計算を実施して実績と比較することで、データセットの妥当性を検証し、さらに PV の導入量が拡大した 2030 年度を想定した年間計算により結果を分析した。 続いて「ACOPF」では、SCUC による前日計画段階の想定のもとで、各時間断面における交流法最適潮流計算（ACOPF）モデルの開発について述べる。ACOPF では、電圧、無効電力、調相設備といった系統運用上の条件を考慮して SCUC による運用計画を確認・修正する。 さらに「SCUC と ACOPF の連携」では ACOPF で得られた結果をフィードバックして SCUC を修正する反復計算を行			

う。このフィードバックにより、送電損失や系統運用上の電圧などの制約事項と経済性を両立させた計画を作成する。前日段階でのこのフィードバックによる SCUC の計画修正の実運用での実施可能性は、反復計算に要する時間次第となる。計算のイメージを図 4-31 に示す。

- ・ まず1日単位のSCUCを実施し、起動停止計画を作成する。
- ・ 続いて各断面のACOPFを行い、電圧等制約違反があれば計画を修正する。
- ・ 制約違反の情報を反映して再度SCUCを行い、1日単位の経済性で再修正する。



図 4-31 SCUCとACOPFによる反復計算のイメージ

SCUCとACOPFの連携解析は、EAST10モデル及び東京エリア上位2電圧モデルについて実施した。

(2) SCUC

SCUCモデルの概要を図 4-32 に示す。SCUCでは、前日の運用計画の作成（Day-Ahead Unit Commitment、DAUC）と、当日の需給運用の模擬（Economic Dispatch、ED）の計2段階の処理を実施する。実際の系統運用では当日の予測の修正に基づく起動停止計画の修正も行われるが、今回の解析ではこのステップを省略し、当日に1回だけEDを行うこととした。

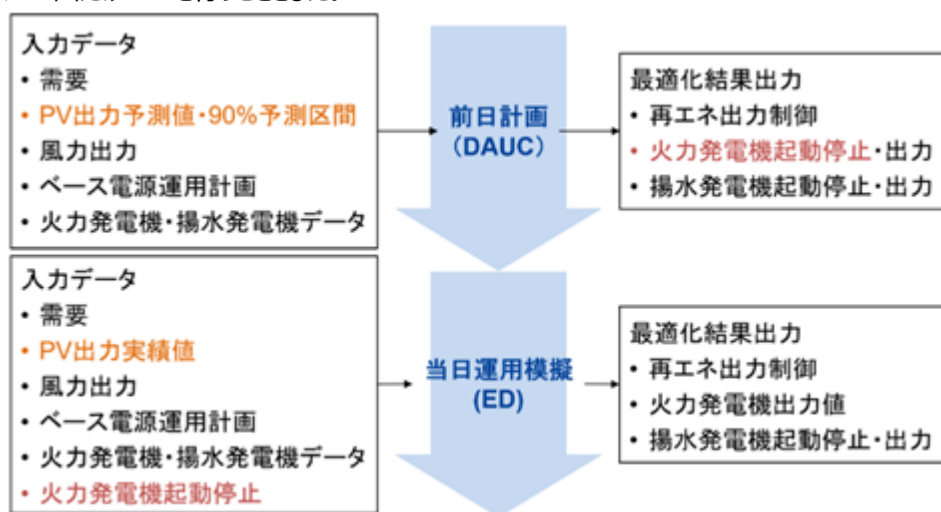


図 4-32 SCUCモデルのイメージ

直流法最適潮流計算（DCOPF）を組み込んだ信頼度制約付き発電機起動停止計画（SCUC）モデルを開発し

た。本モデルは、前日の運用計画の作成と当日の需給運用の模擬の計 2 段階で構成される。本モデルを用いて、送電線と変圧器の潮流制約を守ったうえで 1 日の合計費用が最小となる翌日計画の作成と当日運用模擬による解析を行うことができる。

開発した SCUC モデルは、まず小規模な 4 母線モデルや電気学会 EAST10 モデルを用いて検証し、想定どおりの動作が得られることを確認した。続いて東京エリア上位 2 電圧系統を模擬するデータセットを整備し、2019 年度を対象とした年間計算を実施してデータセットの妥当性を検証した。

最後に、東京エリア上位 2 電圧モデルにより PV の導入量が拡大した 2030 年度を想定して年間計算を行い、その結果を分析した。PV の大量アクセスによる系統混雑が懸念されている佐京連系に着目し、佐京エリアに東京エリア全体の半量またはそれ以上の PV が集中したシナリオを作成した。計算では、PV の大量導入及び偏在に伴う日中の出力増加のため佐京連系において系統混雑が生じ、その結果として PV 出力の系統制御量が増加しうることが示された。また PV 出力の予測誤差によっては前日時点における混雑の予測が外れる場合があることもわかった。

今後は、計算精度向上のためにモデルの改善とデータの整備が課題である。モデルの改善点としては、定期点検の考慮、1 日単位の計算ではなくローリングホライズンなどより実運用に近い時系列に沿った計算手法の開発、系統混雑を考慮した調整力の確保、その他の実運用ルールの考慮などが挙げられる。データ整備の観点では、今回は夏期昼間の 1 断面におけるノード毎の電力需要情報に基づき年間の計算に利用したため、中間期においてモデルと実運用の差が大きくなることが確認された。中間期の各ノードの需要などの情報も入手し、モデルに反映することが重要と言える。

(3) ACOPF

2030 年度相当の東京エリア上位 2 電圧モデルを対象として 1 年間 8,760 時間（時間解像度 30 分）について実施した SCUC による発電計画の結果を入力データとして、準ニュートン法に比べ 20 倍程度の高速のニュートン法による ACOPF 計算を実施した。

ACOPF 計算は 2 段階で構成される。ここで、LFC 調整力制約において、制約を緩和するスラック変数 α を導入する。第 1 段階では制約条件が実行可能となる最小の α を求め(step 1)、続く第 2 段階で当該 α を代入した LFC 調整力制約条件を課した ACOPF の計算を行う。

step1: LFC 調整力制約のスラック変数 α を最小化する最適化問題によって LFC 調整力制約が成り立つような最小の α を求める。

step2: LFC 調整力制約のスラック変数 α を step1 で求めた α に固定し、目的関数を燃料費とする ACOPF を実施する。

図 4-33 と表 4-5 に 1 年間 8,760 時間（時間解像度 30 分）の各時間断面に対する求解状況を示す。図 4-33 の左側の図は IPOPT(最適化ソルバー)が出力する結果に含まれる status を表示したもので 0、-1、2 のいずれかの値を取る。それぞれの値は status=0 のときアルゴリズムが収束したことを表し、status=-1 のときアルゴリズムが最大反復回数 300 回に到達し計算が終了したことを表す。status=2 のとき最適化問題が実行不能であることを表す。図 4-33 の右側の図より LFC 調整力制約のスラック変数 α の値が 0 でない時間帯が日中に集中していることがわかる。

ACOPF の step 1 で求めた α の値を LFC 調整力制約に代入すれば、ACOPF の step 2 は必ず何らかの解に収束すると期待されるが、実際には step 1 で ACOPF が収束しても、step2 で最大反復回数に到達した例が 1 例(2030/07/12 10:00:00)見られた。

表 4-5 ACOPF の求解状況 収束、最大反復回数到達、実行不能等の時間断面総数

ACOPF 収束	最大反復回数到達(300)	実行不能その他	$\alpha = 0$	$\alpha > 0$
17429	41	50	15879	1641

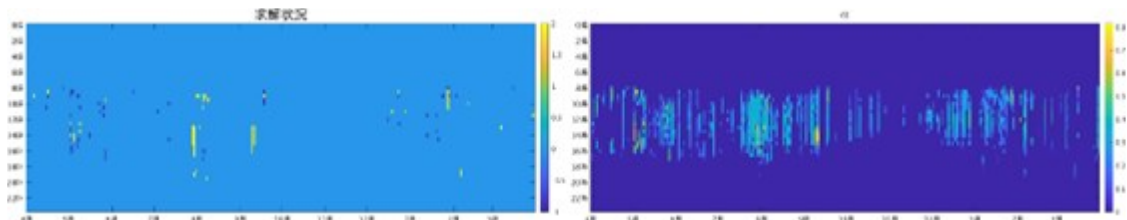


図 4-33 全 17520 断面の ACOPF の求解状況(左)と α の値(右)

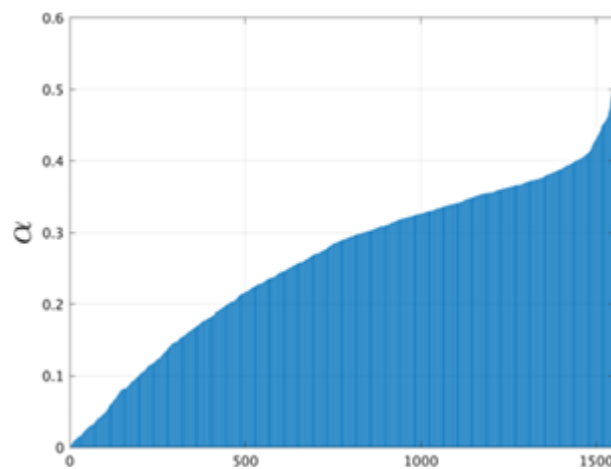


図 4-34 LFC 調整力制約スラック変数 α の累積表示

図 4-34 は ACOPF が収束した断面のうち、0 でない値を取る α (1511 断面)の分布である。 α の最大値は 0.585 であった。スラック変数 α の値が 0 でないということは、その時間断面においてはスラック変数を導入しない本来の LFC 調整力制約を満たす解が求まらなかったことを示唆するが、SCUC と ACOPF の連携においては、このような本来満たすべき制約条件が満たされない解であっても有用である。実際、SCUC と ACOPF の連携によって SCUC の入力データに ACOPF の結果を反映させ SCUC 計算を実施し、その結果をもとに ACOPF を実行するという相互の繰り返し計算を行うことで、最終的にスラック変数を導入しない本来の LFC 調整力制約を課した ACOPF がほぼ全時間断面において求解可能となる。この点については次項の SCUC と ACOPF の連携で述べる。

(4) SCUC と ACOPF の連携

再エネが大量に導入された将来の電力システムにおいて送電網の混雑を考慮した将来の運用体系に資する年間の運用シミュレーションを実施している。具体的には、将来断面における太陽光発電（以下、PV）の導入量を含む電源構成、送電網の構成、翌日発電計画断面における電力需要及び再エネの発電予測を想定し、送電網の制約のもと、SCUC により年間 8,760×2=17,520 断面の電力需給として負荷配分可能な電源の発電出力や再エネの出力制御を算定する。

電力需給の模擬のため、出力の予測誤差を考慮可能なセキュリティ制約付き発電機起動停止計画（SCUC : Security Constrained Unit Commitment）モデルの直流法最適潮流計算（DCOPF : Direct Current Optimal Power Flow）機能を用いて送電線や変圧器の潮流制約を考慮して費用最小となる電力需給を模擬する。

さらに現実の系統運用では、さらに電圧や無効電力、調相設備といった交流電力系統運用として考慮すべき事項を

考慮した上で翌日発電計画を策定する必要がある。このため、交流法最適潮流計算（ACOPF：Alternating Current Optimal Power Flow）を用いて、これらに加えて各母線の電圧や無効電力を考慮する。

本項では、将来のシステム運用への適用に向け、SCUC モデルと ACOPF モデルとを組合せた反復計算により送電損失、変圧器タップ、発電機無効電力出力までを考慮した計画作成のための SCUC と ACOPF を連携したシミュレーションを実施した。

本検討のまとめとして、将来のシステム運用への適用に向け、SCUC モデルと ACOPF モデルとを組み合わせた反復計算により、送電損失、電圧制御、変圧器タップ、発電機無効電力出力までを考慮した計画作成のための SCUC と ACOPF を連携したシミュレーションを行った。具体的な手法としては、まず DCOPF を組み込んだ SCUC で発電機の起動停止計画を作成し、続いて ACOPF で電圧や無効電力も考慮して電源のディスパッチを修正した。その後、ACOPF でしか考慮できない条件を SCUC に与えるため、基本的な送電損失の反映を含む下記の項目を ACOPF から SCUC にフィードバックした。

- ・ACOPF により得られた送電損失を、追加の電力需要として SCUC にして反映
- ・ACOPF により得られた各ノードの電圧と各変圧器のタップ値を、ブランチのリアクタンスの変化として SCUC に反映
- ・ACOPF による電源のディスパッチの修正を、火力発電機と PV 出力上限、及びマストラン出力下限値として SCUC に反映

2030 年度を想定した東京エリア上位 2 電圧モデルにおいて反復計算を実施したところ、運用段階で実用可能と考えられる反復回数及び計算時間内で、SCUC と ACOPF の結果をおおよそ収束させることができた。

反復の初回の計算結果では、SCUC と ACOPF の解の間に乖離が見られた。上記の 3 項目が全て SCUC にフィードバックされる 3 回目以降は、SCUC の解が ACOPF に近づき、収束とみなせる結果に至った。このことは、DCOPF だけで起動停止計画を作成することは系統運用の面で最適とは言えず、送電損失の影響や電圧制御を適切に考慮した起動停止計画作成が重要であることを示唆している。

最後に、SCUC モデルと ACOPF モデルの両者における今後の課題を整理する。まず SCUC モデルでは、より ACOPF に近い要素を取り込んだモデルが求められる。本検討の手法では、SCUC 内では送電損失・電圧・変圧器タップ値は定数として扱われ、電源の起動停止や出力との相関は失われている。このため、ACOPF による送電損失低減や電圧制御の情報を個々の電源の有効電力出力上下限の形で SCUC にフィードバックしているが、必要以上に解空間を制限してしまい、最適解を得られていない可能性がある。送電損失や電圧を電源の起動停止や有効出力を表す変数と関連付け、SCUC の内部で送電損失の低減や電圧制御をある程度考慮した起動停止計画を作成する手法を検討することにより、例えば反復により PV の出力制御率が上昇する点などを解決できる可能性がある。

ACOPF モデルでは、調相設備・変圧器・無効電力出力などのモデル化を実際の装置により近づけ、また今後の新技術導入に伴って更新していくことが今後の課題である。本検討では、電源の無効電力は上下限の範囲内で有効電力と相関なく制御可能、需要と PV は力率一定、などの仮定を置いた。この点を改善するには、各装置の諸元データを整備し、モデルに反映させていくことが必要である。また需要や PV の無効電力出力及び制御に関しては様々な技術検討がなされており、これらをモデルに適切に反映することで、各技術の導入効果や影響の評価が可能となる。

1 年間の計算では、SCUC は 4 並列処理で 4 回合計 16 時間、ACOPF は 10 並列処理で、100 分、反復 4 回の計算時間は、対象日 1 日あたり最大 30 分、平均 10 分で、高速な解析が行われた。今回の ACOPF と SCUC の仕様に基づくこの速度の解析の実現と今後の計算環境整備により、市場運営と運用計画に適用可能なモデル開発の見通しが得られたと考える。なお、SCUC での送電損失を考慮した負荷配分のために、SCUC で送電損失の変化を潮流の線形で与える連携では、ローカルシステムの模擬などより大きなモデルによる収束性や計算時間の向上が課題である。

本手法では、SCUC で決定した時系列及びネットワーク上の制約を考慮した発電計画に対して ACOPF では時間断面を一つずつ取り出して評価を行う。そのため、ACOPF においては、時系列方向の制約を考慮することができないという限界があり、今後の課題となる。

4.1. (2) 特別高圧発電設備向けの制御値伝送仕様とそのセキュリティ対策の検討

テーマ名	4.1. 日本版コネクト&マネージメントシステムの開発 (2) 特別高圧発電設備向けの制御値伝送仕様とそのセキュリティ対策の検討	達成状況	◎
実施者名	東京 PG、電中研		
<アウトプット目標> 「4.4. セキュリティに関する評価」、「4.5. -(2)フィールド実証」から得られたフィードバックに基づき、必要に応じた修正を行い、社会実装に耐える特別高圧発電設備向け制御値伝送仕様を確立する。			
<目標達成状況> 伝送仕様については、同仕様に基づき発電機側装置の設計を実施された企業様よりフィードバックをいただき、記述の不整合（計測値表現が整数と浮動小数点数が混在して記載されている点など）の修正や、装置製作の上で必要となる追加情報（時刻同期サーバの接続台数や、即時制御からスケジュール制御に戻るタイミングなど）の記載を行った。更新した伝送仕様に基づき、TSO 側装置及び発電所側装置における IEC 61850 の通信・監視計測制御のために用いるソフトウェアの参照実装を行い、伝送仕様通りに動作することを確認した。 セキュリティについては、参照実装したソフトウェアに、IEC 61850 のセキュリティ規格 IEC 62351 に基づき、Transport Layer Security (TLS) 機能を実装するとともに、TLS による認証・暗号化のための処理時間の増大が実用上問題ないことを確認した。 また、TLS を用いず、かつ、TSO 側装置及び発電所側装置の改造を行わず、必要に応じて制御値伝送のセキュリティを向上させるため、ファイアウォール（FW）やネットワーク異常検知システム（NIDS）等を用いる方法を示し、試験を通じてその有効性を確認した。 なお、伝送仕様に関連する発電所側装置の製作と検証は、4.5.(2)フィールド実証で実施する計画はあったものの、制御値伝送における一つ一つの通信と発電所側装置の内部処理（スケジュール通りに指令値を PCS に出力する機能等）は対象外であった。発電所側装置のベースや通信試験への活用を見込み、当初計画にない追加的な取組みとして、廉価な産業用 PC やサーバ仮想化環境等において、フィールド実証で用いた発電所側装置のハードや製造メーカーに限定されない形で、発電所側装置の内部処理に対応したソフトウェアの参照実装が可能であることを示すことができた。未公開のため、添付資料「論文・外部発表等リスト」には掲載していないものの、本成果は、今後学会論文として公開予定となっている。 また、セキュリティに関しても、既存製品の組合せでは対応が困難な、発電所側装置の詳細な内部処理の実装は対象外であり、通信の認証と暗号化は伝送仕様に含まれておらず、これに対応する既存製品も存在していない状況であった。そこで、将来、制御値伝送等の通信に認証や暗号化が必要となった場合を想定し、当初計画にない追加的な取組みとして、試験環境において、伝送仕様に基づく通信、スケジュール運転等の発電所側装置の内部処理、国際標準 IEC 62351 に基づく通信の認証、暗号化の全ての機能を実装し、試験を行ない、認証や暗号化による処理時間の増大が制御値伝送や出力制御そのものに影響を与えないことを確認した。 以上の当初計画にはない追加的な取組みを成果に含めることができたことから達成度は大幅達成（◎）となった。			
<成果の内容> 特別高圧発電設備向けの制御値伝送に関しては、異なる事業者（一般送配電事業者と発電事業者間）の通信になることから、異なるメーカーの通信装置同士でも接続できること、及びサイバーセキュリティを確保することが求められる。 異なるメーカーの通信装置でも接続するため、電力流通設備の保護制御システムを対象とした国際標準である IEC 61850 をベースに、日本版コネクト&マネージで求められる制御値伝送及び状態・計測値伝送の仕様を作成した。また、作成した仕様に対する企業からのフィードバックに基づき、仕様の修正を施した。			

サイバーセキュリティの確保については、必要となるセキュリティ対策を施せる製品の調査を行うとともに、発電所側装置の参照実装を行った上で、結合試験等を行い、施したセキュリティ対策の有効性を示した。

(1) 特別高圧発電設備向けの制御値伝送仕様

特別高圧発電設備向けの制御値伝送仕様については、電力流通設備の保護制御システムを対象とした国際標準である IEC 61850 に基づいて作成した。

一般送配電事業者とノンファーム電源との間の伝送は、スケジュール配信用途（一般送配電事業者からノンファーム電源方向）と監視・計測用途（ノンファーム電源から一般送配電事業者方向）に大別できる。それぞれの伝送項目を表 4-6 に示す。

表 4-6 一般送配電事業者とノンファーム電源間の伝送項目

用途	項目	概要
スケジュール 配信	コマごとの出力制御値	最大 62 コマ※（30 分／コマ）の出力制御値を、定格比 0～100%（1%刻み）の値で整定する。 ※仕様上は、最大 64 コマに定めている。
	先頭コマの開始時刻	先頭コマの出力制御開始時刻を指定する。
	即時制御	ノンファーム電源が受信したら即時適用される定格比制御値を伝送する。
監視・計測	遮断器の入切状態	連系用遮断器及び発電機ごとの並列用遮断器の入切状態を伝送する。
	有効電力	連系点及び発電機ごとの有効電力計測値を伝送する。
	連系点無効電力	連系点の無効電力計測値を伝送する。
	連系点母線電圧	発電所において出力制御値が一定時間受信されていない状態を伝送する。

スケジュール配信のうち、各コマ（30 分単位）の出力制御値は、図 4-35 に示すように、以下の 3 種類のタイミングで送信される

- ①翌日発電計画提出後
- ②実需給の 1 + α 時間前（ α は一般送配電事業者が決定）
- ③実需給の 1 時間前（発電計画確定の直後）

②及び③のタイミングで出力制御値が伝送されることから、結果的に 30 分ごとに伝送する。また、①のタイミングで翌日 24 時間分（48 コマ分）の出力制御値を伝送する。即時制御は必要時に伝送される。

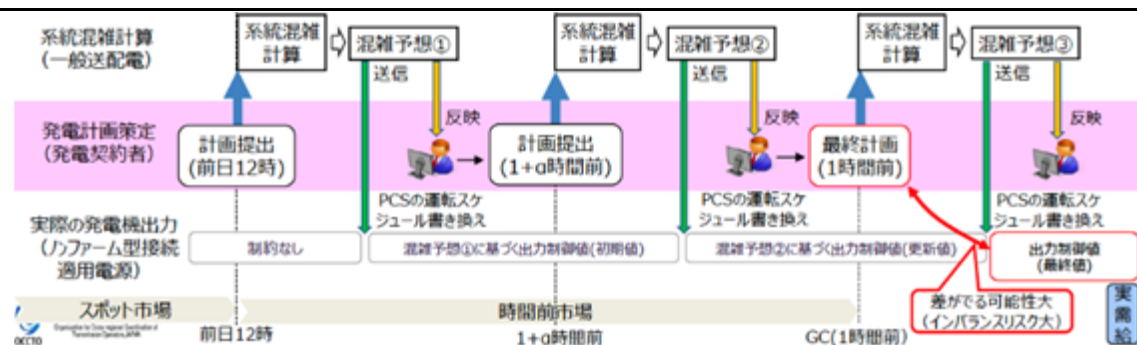


図 4-35 各コマの出力制御値配信タイミング

出典：電力広域的運用推進機関：「系統の接続ルールについて」（2020）

(2) セキュリティ対策含む制御値伝送仕様の実装評価

分散型電源や PCS は、多くの製品が存在し、国内で実際に利用されている。一方、IEC 61850 を用いた制御値伝送仕様に対応する製品は、伝送仕様完成時の段階で存在しない状況であった。また、電気所等で用いる IEC 61850 対応保護監視制御装置をインハウスで製作し、国内の電気所に導入実績のあるメーカは、一部の重電メーカのみであった。

日本版コネクト& マネージメントシステムの普及拡大のためには、今後新規参入を行うメーカにおける新規参入の技術的ハードルや初期投資の低減を行うことが重要となる。例えば、PCS メーカは、伝送仕様に対応した制御装置を購入し自社製品に組み込むこと、また、IEC 61850 関連機器・ソフトウェアメーカは自社の通信機器との有効電力及び監視・計測情報の入出力に対応した PCS を購入することで、システムが構築可能となるようなことがあげられる。

本検討では、制御値伝送仕様に基づく発電所側装置の試作機やその試験環境を複数の製品の組合せにより構成する。また、制御値伝送に対して、IEC 62351 に基づき認証と暗号化を施し、セキュアかつ確実に出力制御を行うためのセキュリティ拡張の実装評価を行った。以上により、制御値伝送仕様として、IEC 61850 を選定した妥当性を確認した。

将来的に、66kV 以上の発電設備において、専用線の敷設が困難な場合、また、66kV 未満の発電設備において、公衆回線を利用している等により出力制御を手動で操作している発電所（図 4-36 参照）に適用した場合について、認証・暗号化を用いた制御値伝送が可能となることにより、より確実な制度運用が期待できる。

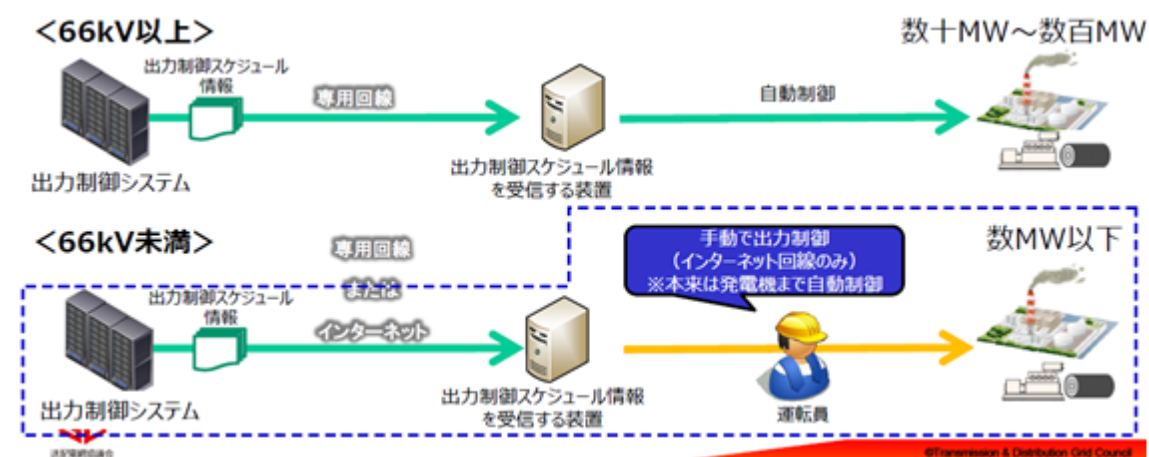


図 4-36 出力制御に公衆回線（インターネット）を用いる 66kV 未満のケース

出典：総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ（第 4 4 回）送配電網協議会【資料 1-2】ノンファーム型接続に伴う出力制御機器の仕様について（2023.02.28）

4.1. (3) 仕様検討

テーマ名	4.1. 日本版コネクト＆マネージメントシステムの開発 (3) 仕様検討	達成状況	○
実施者名	東京 PG、北海道 NW、東北 NW、日立、四国計測		
<アウトプット目標> システム開発する中で検討された内容に基づき、項目「4.5—(2)フィールド実証」において様々なケースを検証可能な仕様とする。 「4.5. —(2)フィールド実証」から得られたフィードバックに基づき、必要に応じた修正を行い、標準仕様を確立する。			
<目標達成状況> 国の審議会等における送電線利用ルール変更の議論も踏まえ、系統混雑による実需給での制御（再給電方式）についてシステム仕様を反映した。 ループ系統における制御感度を考慮し、制御対象を選定する仕様に加え、上下設備で同時混雑した場合における公平性を担保した制御量の極小化が図れる仕様についても反映した。 一般送配電事業者各社に対し、今後、各社のシステム構築を進めるうえで必要となる、システム全体概要及び主要機能ロジックを記載した基本仕様書について公開を実施した。			
<成果の内容> (1) システム仕様検討 系統制約における制御仕様として、上位系統と下位系統でノンファーム電源が混在する場合の出力制御や、ループ系統における制御感度を考慮した制御などについて検討し、仕様を構築した。 基幹系統における出力制御方式については、開発当初のノンファーム方式から、電力システム制度の改変により、再給電方式に見直しとなったため、将来の拡張性を踏まえ検討を実施していた最適潮流計算（OPF）に基づく系統制御の算出ロジックを実装し、制度に則った制御順位で出力制御が実施できるよう仕様を構築した。 系統と需給の同時制約を解消する協調した出力制御量を算出するロジックを検討し仕様を構築した。 仕様検討にあたっては、他の一般送配電事業者への展開を可能とする標準的な仕様とすることを基本に検討し、システム構築を進めるうえで必要となる、システム全体概要及び主要機能ロジックを記載した仕様書について公開を実施した。 なお、公開先は以下のとおり ・北海道電力ネットワーク株式会社 ・東北電力ネットワーク株式会社 ・中部電力パワーグリッド株式会社 ・北陸電力送配電株式会社 ・関西電力送配電株式会社 ・中国電力ネットワーク株式会社 ・四国電力送配電株式会社 ・九州電力送配電株式会社 ・沖縄電力株式会社 ・送配電網協議会（共通システム開発準備室） (2) 特別高圧向け PCS 技術仕様の検討			

4.1. (4) システム開発

テーマ名	4.1. 日本版コネクト&マネージメントシステムの開発 (4) システム開発	達成状況	○
実施者名	東京 PG、日立、四国計測		

<アウトプット目標>

2023 年度中に「4.5—(2)フィールド実証」が可能な日本版コネクト&マネージメントシステムの開発を完了する。

システム開発中に発生した仕様変更部のフィードバックに基づき、必要に応じた修正を行い、項目(1)－③と連携して、全国大で利用可能な標準仕様を確立する。

国の審議会（再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会(第 46 回)で議論・整理されたローカル系統混雑時の出力制御方法等については、項目(1)－③と連携して、2022 年度中に検討し、全国大で利用可能な基礎情報の整理を行い、仕様書へ反映する。但し、当該仕様書を反映した開発は、本実証では行わない前提とする。

<目標達成状況>

系統制約マネージメントシステム、需給制約マネージメントシステム、出力制御配信システム、3 つの装置において、設計、製作、試験、現地調整を経てシステム開発を実施した。

設計、製作、試験フェーズにおいては、項目(1)－③と連携をして、検討されたシステム仕様を、各 3 装置に実装した。現地調整フェーズにおいては、既設システムとの接続試験を実施し、フィールドの実データをもととした試験評価を実施した。放射系統／ループ系統といった系統構成によって判明した課題や、計測データの充足性の課題を明確化し、項目(1)-③と連携して仕様を整理してシステムに反映した。

システム開発中に発生した仕様変更分や、国の審議会で議論・整理された仕様においても仕様書に内容を反映し、全国大で利用可能な標準仕様書を作成した。

<成果の内容>

本実証にて開発した日本版コネクト&マネージメントシステムの概要図を示す。本システムは、必要な入力情報を各種既設システムから連携し、系統上の制約と需給上の制約を考慮して電源毎の出力制御値を算出し、各電源の出力制御機能付 PCS 等（以下、PCS）への出力及び各事業者への情報公開を行う。一連の業務を実現するにあたり、下図①～③に示す 3 つのサブシステムから構成される。

図 4-39 日本版コネクト&マネージメントシステムの概要

系統制約マネージメントシステムは、外部から受信した各種系統情報を元に潮流状態を予測し、系統の混雑箇所を特定する。予想混雑量を各対象電源に配分することで系統混雑の解消に必要な出力制御値を算出し、需給制約マネージメントシステムに算出結果の連係を行う。

需給制約マネージメントシステムは、エリア内で下げ代不足が発生した際に外部システムからエリア全体の制御必要量を受信し、優先給電ルールに基づいて各対象電源に制御量を配分する。この時、系統制約で求めた制御量を考慮して最適な出力制御値を決定する。決定した制御量は、出力制御配信システムを介して PCS へ出力制御を行う。

出力制御配信システムは、需給制約マネージメントシステムで決定した出力制御値をエリア内のファーム電源及びノンファーム電源に配信する。ノンファーム電源に対しては、インターネットや専用回線によりオンラインでの出力制御を実施するが、既存のファーム電源でオンライン制御に対応していない箇所については、自動電話によるオフライン制御を実施する。

また、出力制御に関する制御情報は WEB 上に公開し、電源Ⅲ・バイオマス・再エネの各発電事業者からの確認を可能とし、連絡先情報、電源Ⅲ・バイオマスの最低出力の変更を実施させる。

(1) 系統制約マネージメントシステム

系統制約マネージメントシステムの概要図を示す。

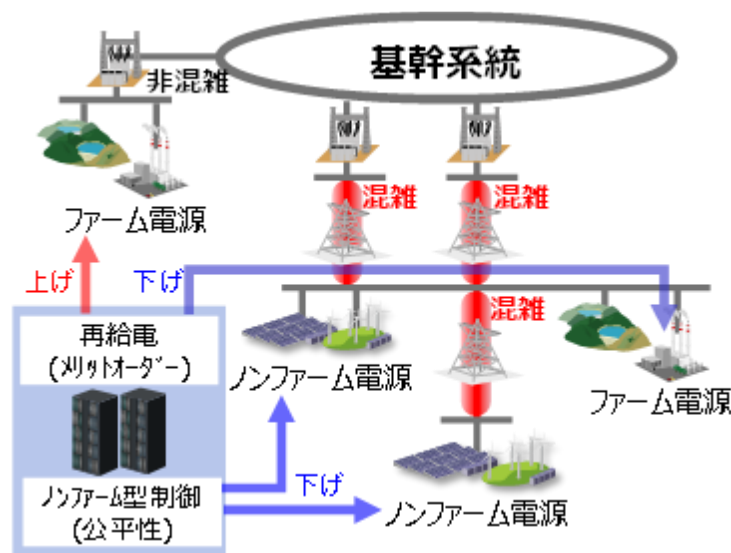


図 4-40 系統制約マネージメントシステムの概要

系統制約マネージメントシステムは、系統の潮流状態を予測し系統の混雑箇所を特定する。特定した混雑箇所において制御必要量を算出し、混雑系統内の対象電源に配分することで混雑を解消するような出力制御値を算出する。

また、制御対象は東京電力 PG 管内の調整電源・電源Ⅲ・ノンファームバイオマス・ノンファーム再エネとする。調整電源・電源Ⅲに対しては経済性を考慮したメルトリオーダーに基づく制御量の配分を行う（再給電）。ノンファームバイオマス・ノンファーム再エネに対しては事業者間の公平性を考慮して発電計画比一律による制御量の配分を行う。

本システムは、それぞれの役割に応じて複数の拠点にサーバ及びクライアントを設置してシステムを構成した。系統制約マネージメントシステムと需給制約マネージメントシステム（以下、制御系サブシステムと総称）の各サーバや卓は、中給と基幹給のそれぞれの建屋にサーバ拠点 A・B として分散配置することで片拠点が被災した際にも運用が継続出来るものとする。また、クライアント拠点として都心給と地方給 8 箇所にも運用卓を設置することで、系統制約に関する業務の一部をこれらの拠点でも実施可能とする。

出力制御配信システム（以下、配信系サブシステム）の各サーバはデータセンターに設置され、制御系サブシステムから連係した制御量を元に各事業者への出力制御や情報公開を行う。

各拠点の分類と役割を表 4-7、拠点間の相関関係を図 4-41 に示す。

系統制約、需給制約マネージメントシステム

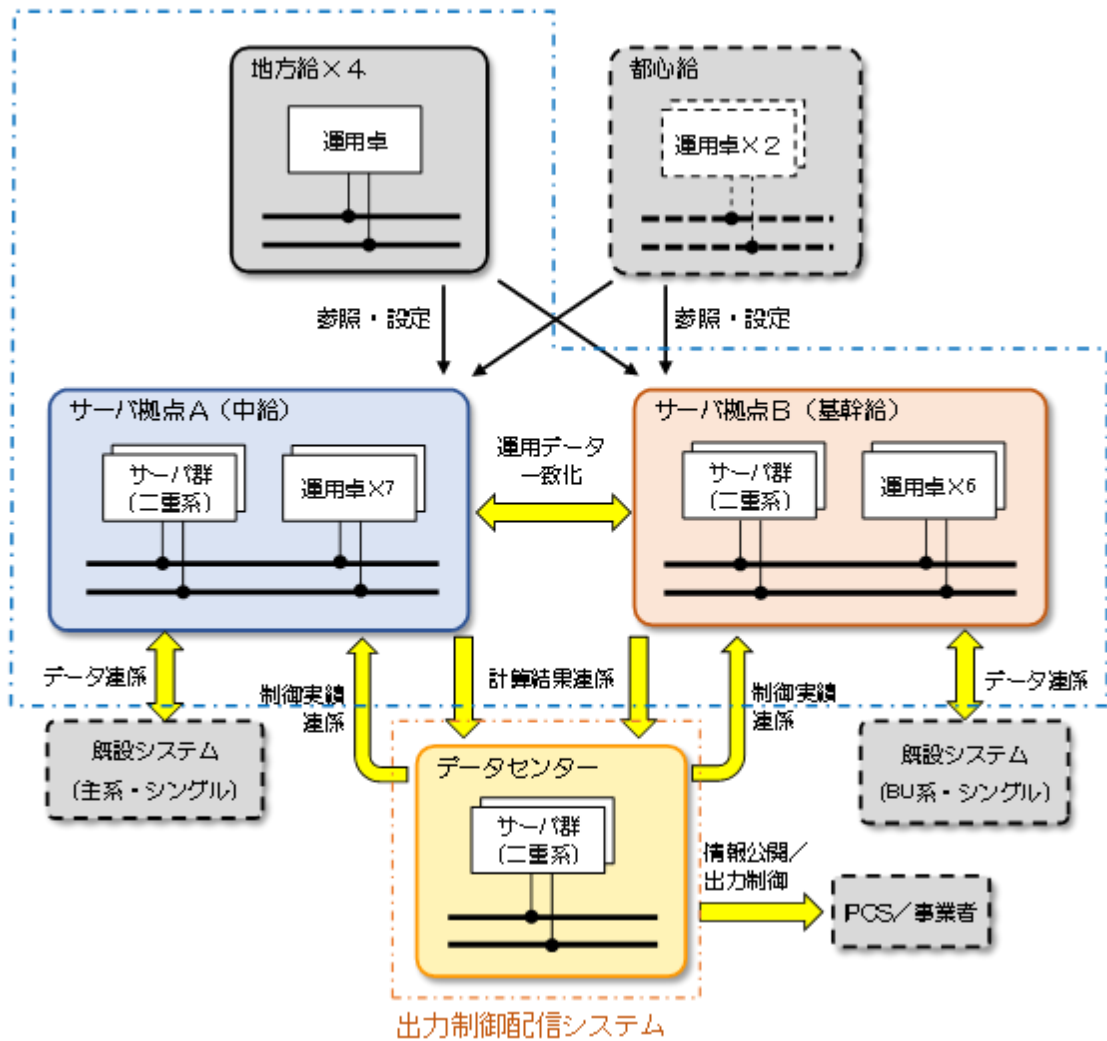


図 4-41 日本版コネクト & マネージメントシステム全体構成図

表 4-7 各拠点の役割

No.	拠点	サブシステム	本システムにおける役割
1	サーバ拠点 A （中給）	制御系	制御系サブシステムの主系サーバ拠点として、系統・需給業務を行う。
2	サーバ拠点 B （基幹給）	制御系	制御系サブシステムの従系サーバ拠点として、平常時における系統業務の補助と中給障害時におけるバックアップを行う。
3	クライアント拠点 （都心給・地方給）	制御系	制御系サブシステムのクライアント拠点として、系統業務の補助を行う。
4	データセンター	配信系	配信系サブシステムのサーバ拠点として、出力制御配信業務を行う。

各拠点に設置した主要ハードウェア外観図を図 4-42、図 4-43、図 4-44 に示す。



図 4-42 サーバ拠点 A に設置した系統制約・需給制約マネジメントシステムサーバ外観図



図 4-43 サーバ拠点 B に設置した系統制約・需給制約マネジメントシステムサーバ外観図



図 4-44 クライアント拠点運用卓外観図

(2) 需給制約マネージメントシステム

需給制約マネージメントシステムは、需給スケジュール作成システムから受信した制御必要量と系統制約マネージメントシステムで算出した制御量（以下、系統制御量）を基に、電源種別毎の制御量及び発電所（発電所 ID）毎の出力制御率（同時最大受電電力に対する発電量の上限率）を算出する。

需給制約マネージメントシステムのシステム構成については、系統制約マネージメントシステム、需給制約マネージメントシステムを制御系サブシステムとして一体で構築しているため、前項「(1) 系統制約マネージメントシステム」に記載の通り。

(3) 出力制御配信システム

出力制御配信システムは需給制約マネージメントシステムから受領した出力制御指示内容を対象の発電所にインターネットを介して配信及び情報公開を実施するとともに、制御ルールに応じた自動電話、メール連絡を実施する。また、それらの実施状況を管理する。

出力制御配信システムは以下の機能から構成される。

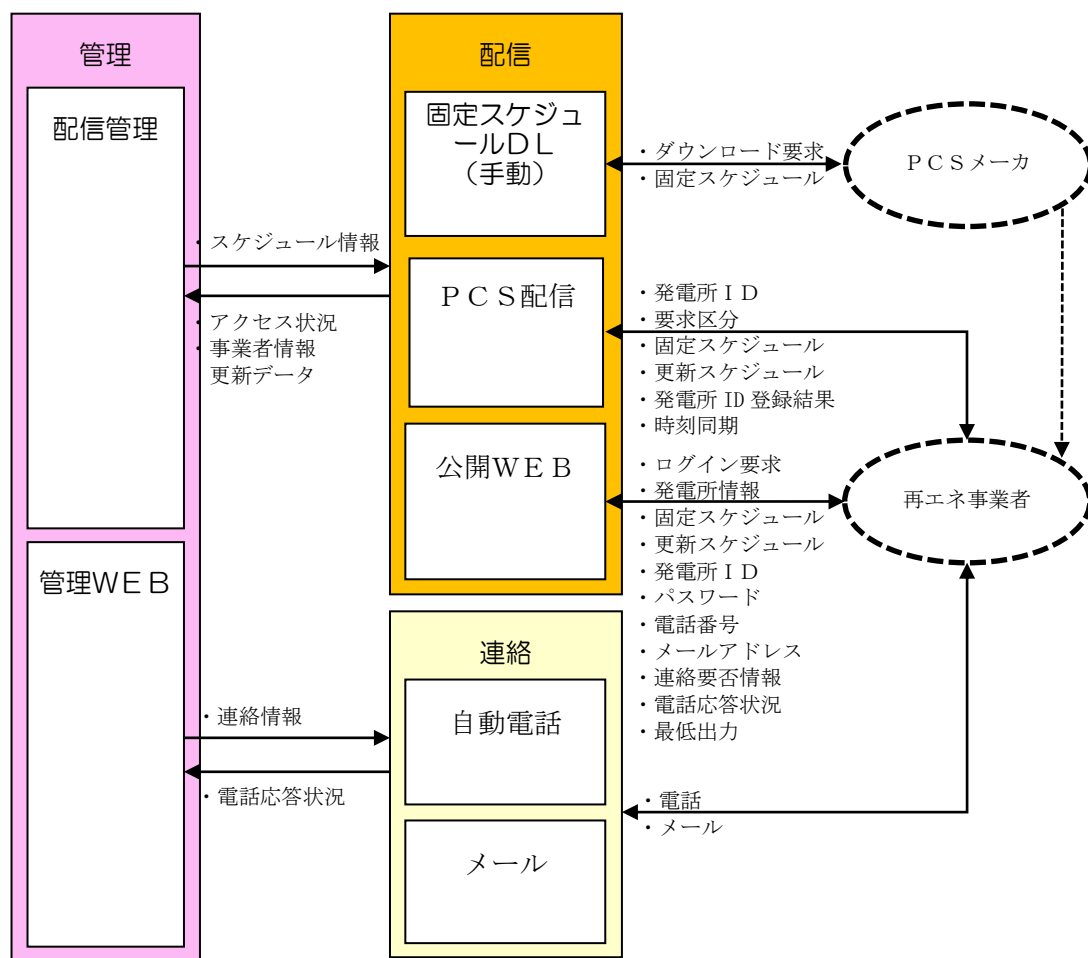


図 4-45 出力制御配信システム各機能間の概要図

出力制御配信システムはデータセンターに構築した。システムの構築範囲は以下の通りであるが、セキュリティの観点からシステム構成の詳細は伏せる。

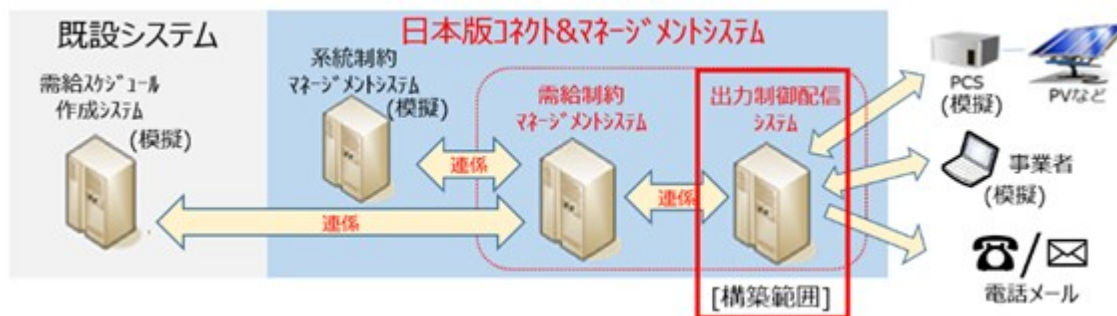


図 4-46 システム構成図

(4) 基本仕様書の公開

本システム開発において、全 41 冊の仕様書を作成し、一般送配電各社に対し、今後、各社のシステム構築を進めるうえで必要となる、システム全体概要及び主要機能ロジックを記載した、以下 9 冊の仕様書について公開を実施した。

表 4-8 公開仕様書一覧

仕様書名	概要
01_システム基本仕様書	システム全体の概要として各機能や構成の基本的な仕様を記載（システム構成、ソフトウェア、系統制約・需給制約機能、ユーザーインターフェイス、データベース、セキュリティ等）
06_入出力情報伝送機能仕様書 06_入出力情報伝送画面仕様書	本体システムと既設システムが相互に情報を関係するための入出力情報伝送機能について記載
07_予想系統状態作成機能仕様書 07_予想系統状態作成画面仕様書	当日・翌日の予想系統状態作成機能についてロジックの詳細を記載
08_系統制約機能仕様書 08_系統制約画面仕様書	系統制約機能について、再給電方式やゾーン方式も含めたロジックの詳細を記載
09_需給制約機能仕様書 09_需給制約画面仕様書	需給制約機能について、既設の需給スケジュール作成システムや本体システム内の出力制御配信システムとの関係を含めた詳細を記載

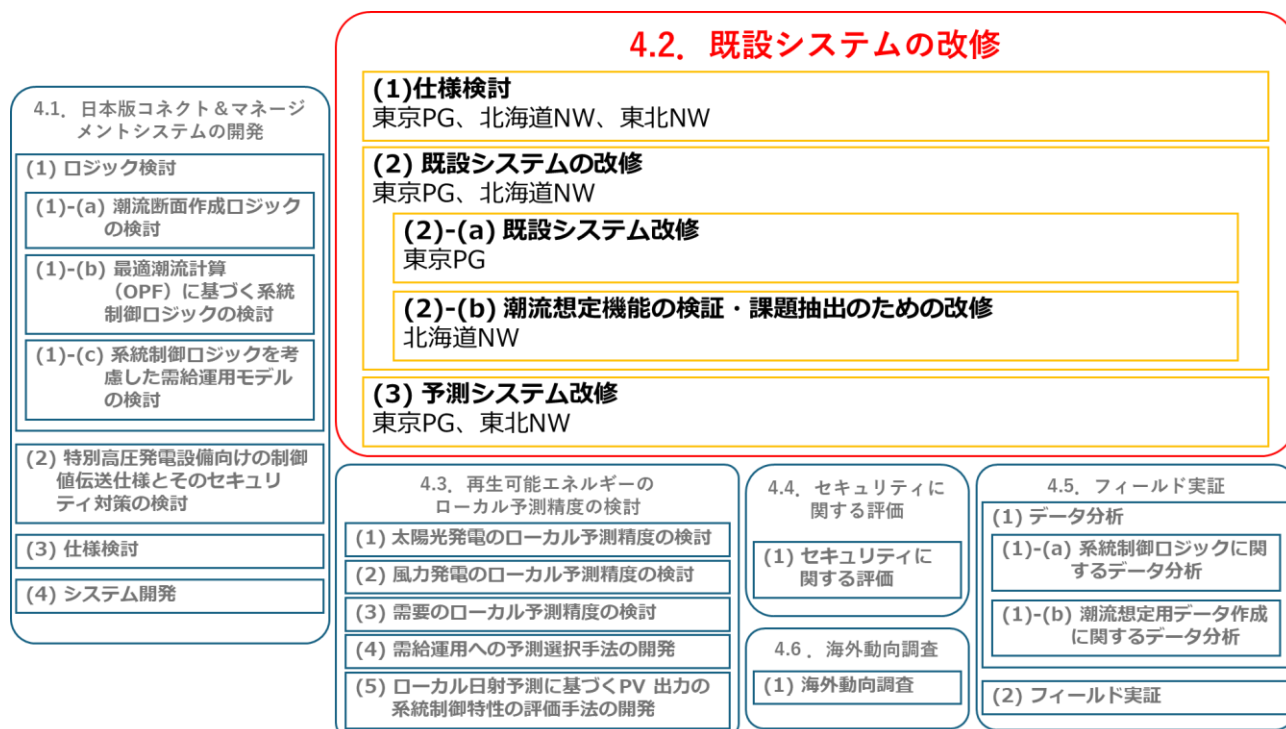
4.2. 既設システムの改修

日本版コネクト&マネージメントシステムに必要な既設システムからの連携データを整理し、整理した結果をもとに連携フォーマット・関係タイミング等のデータ関係規定を決定し、合わせてデータ関係及び新規データ取得・算出に必要な各既設システムの機能仕様検討を完了した。この機能仕様を元に、既設システム改修を実施した。

●実施テーマと実施スケジュール

実施テーマ	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度
(1) 仕様検討				
(2) 既設システム改修				
(2)-(a) 既設システム改修 ・東京電力 PG システム改修				
(2)-(b) 潮流想定機能の検証・課題抽出の ための改修 ・仕様検討 ・北海道電力 NW システム改修 ・評価				
(3) 予測システム改修 ・東京電力 PG 仕様検討 ・東京電力 PG システム改修 ・評価 ・東北電力 NW 仕様検討 ・東北電力 NW システム改修 ・評価		 	 	

●実施体制



●テーマごとの目標達成状況と成果の内容

4.2. (1) 仕様検討

テーマ名	4.2. 既設システムの改修 (1) 仕様検討	達成状況	○
実施者名	東京 PG、北海道 NW、東北 NW		
<アウトプット目標> 2021 年度上半期目途で既設システム側の改良仕様の検討を完了する。 必要なデータ、インターフェースを標準仕様としてまとめ、日本版コネクト＆マネージメントシステムに連係するシステム仕様を明確にすることで、全国大で活用可能とする。 <目標達成状況> 必要なデータ、インターフェースをまとめ、仕様書を作成。作成した仕様書は各一般送配電事業者に配布。 <成果の内容> 日本版コネクト＆マネージメントシステムに必要な既設システムからの連携データ一覧を作成し、以下 23 システムの改修が必要なことを整理した。また、連係を要するデータの一部は既設システムが保持していないものが含まれたため、新たに取得・算出することを確認した。 整理した連係データ一覧をもとに連係フォーマット・連係タイミング等のデータ連係規定を決定し、合わせてデータ連係及び新規データ取得・算出に必要な各既設システムの機能仕様検討を完了した。この機能仕様を元に、既設システム改修を実施した。			

- ・需給制御システム×2
- ・需給スケジュール作成システム×2
- ・需要予測システム×2
- ・再エネ予測システム×2
- ・FIT 業務支援システム×2
- ・広域情報処理システム×2
- ・系統制御システム×10
- ・託送システム

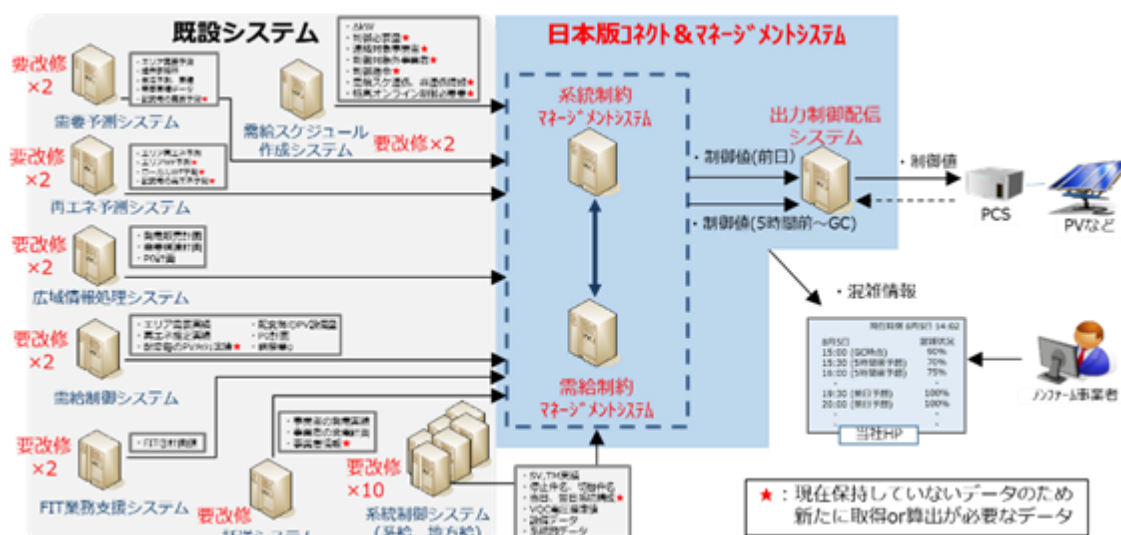


図 4-47 既設システム関係・改修概要

各システムにおける新規データ算出に必要な機能の検討概要を以下に示す。

(1) 需給制御システム

中給システムによる再給電方式を目的に、現在潮流から至近の混雑量を算出し調整力による再給電を行う機能、インバランス料金へ影響を与えない機能、情報公開のための実績管理機能等の仕様検討を実施した。また、中給システムによる再給電方式の活用を前提に、日本版コネクト&マネージメントシステムを使用した再給電方式の高度化に必要な連係データ算出の機能仕様検討を実施した。

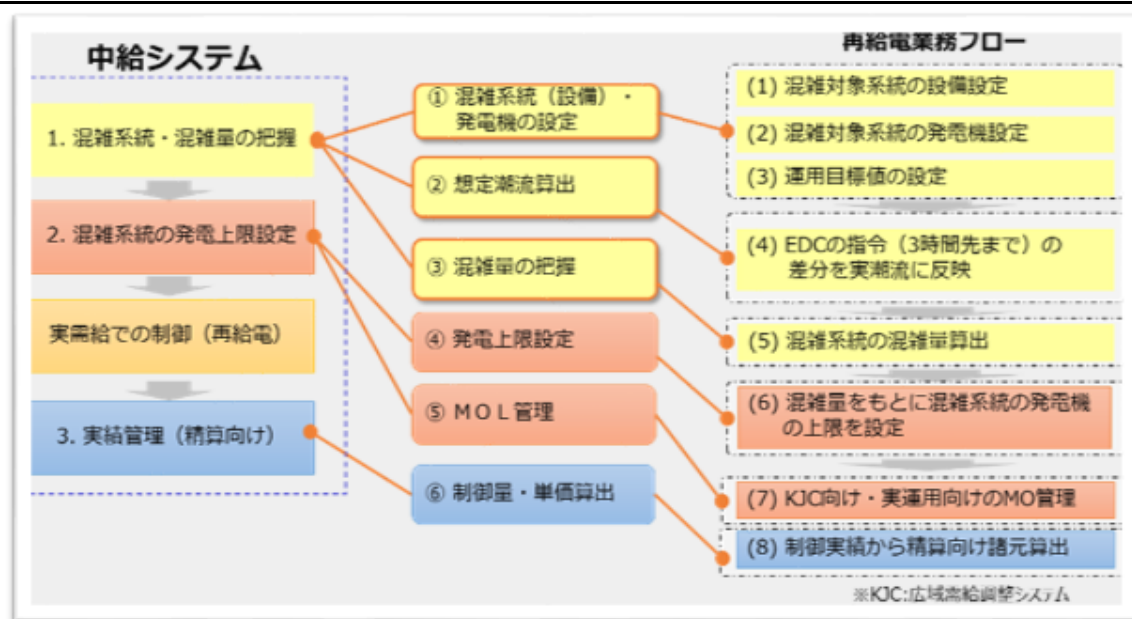


図 4-48 中給システムによる再給電方式の処理フロー・システム処理

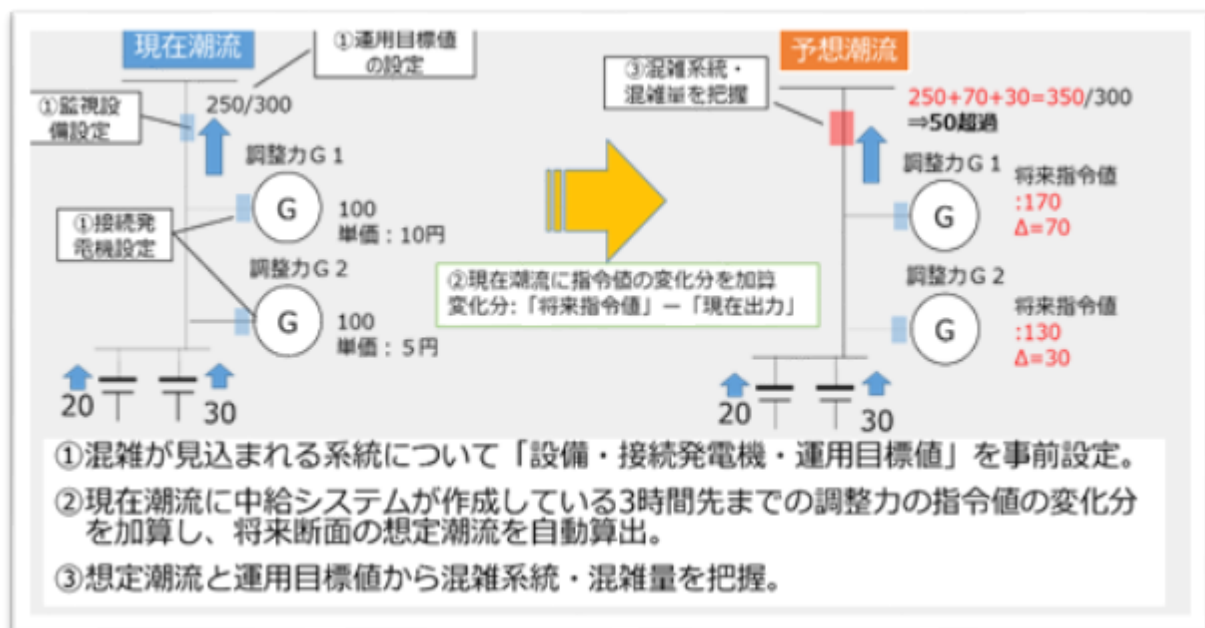


図 4-49 中給システムによる再給電方式（混雑処理概要）

- インバランス料金への再給電の影響を回避するためには、下記対応が必要。
 - ① KJC向けには混雑を考慮しない諸元（MOL等）を送信【KJC向け諸元】
 - ② KJCの演算結果の受信
 - ③ 混雑システムの発電機設定し、混雑を考慮した諸元を作成【実運用向け諸元】
 - ④ 混雑を考慮した諸元をもとに、エリア内調整力を用いた調整
- 以上のことから、**エリア中給では混雑を考慮しない「KJC向け」の諸元と混雑システムの発電機の設定をした「実運用向け」の諸元を作成・管理**する必要がある。
 ※現状の中給システムでは諸元を分けることができないため改修を実施する。

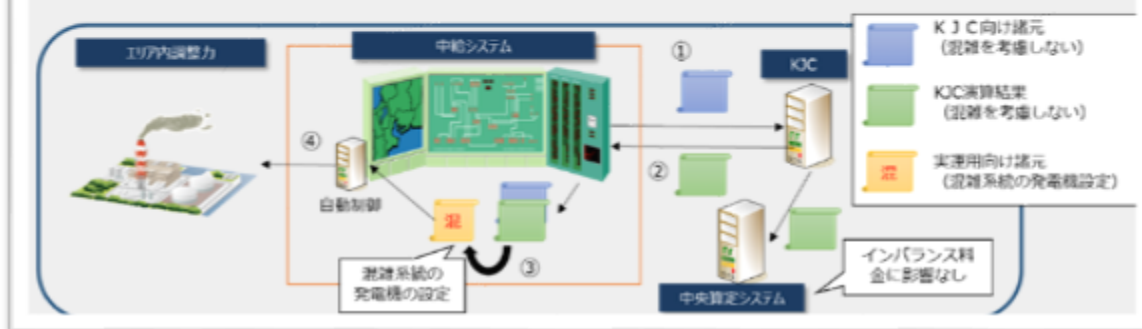


図 4-50 中給システムによる再給電方式（インバランス料金への影響回避）

(2) 需給スケジュール作成システム

日本版コネクト&マネージメントシステムの需給制約マネージメントシステムと協働し、優先給電ルールに基づく各電源種別の必要制御量を算出する機能の仕様検討を実施した。また、需給制御システム及び系統制約マネージメントシステムと協調し、再給電方式・ノンファーム方式の演算結果を需給バランスや実制御に反映する仕様検討を実施した。

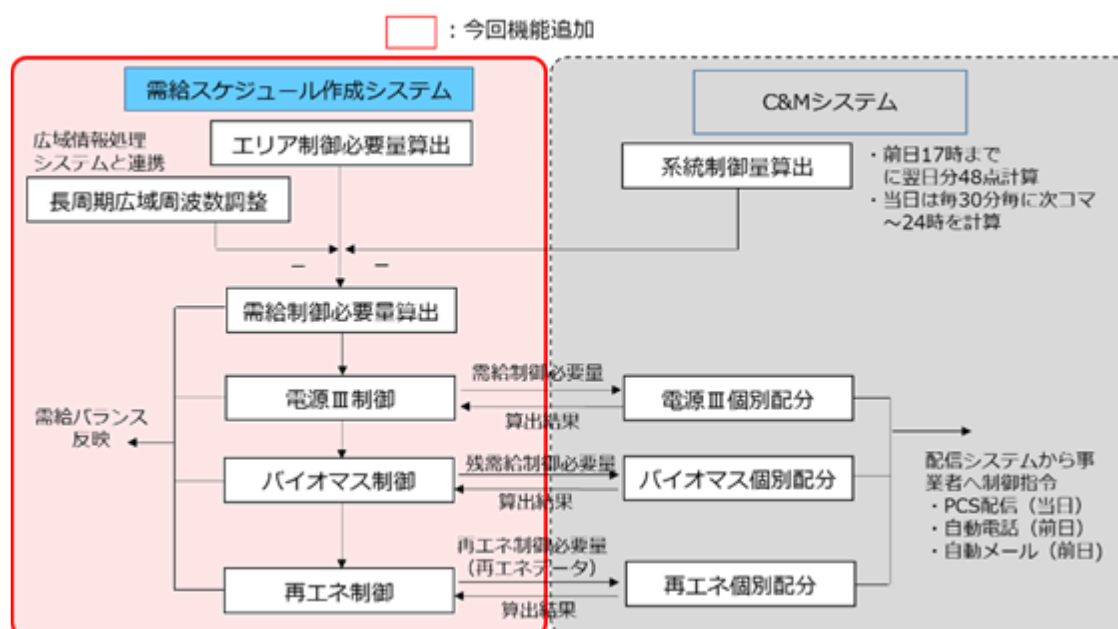


図 4-51 日本版コネクト&マネージメントシステムと協働した制御量算出

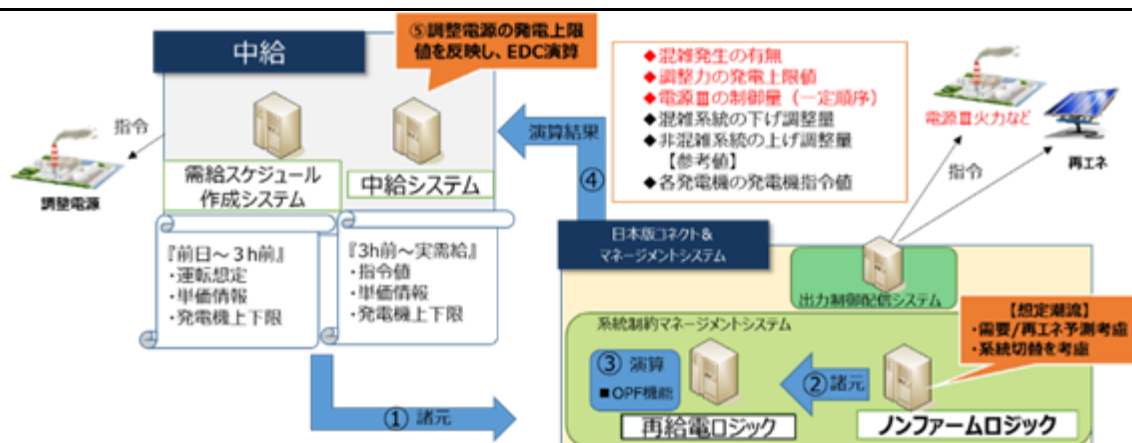


図 4-52 再給電方式・ノンファーム方式の演算結果の需給バランス反映

(3) 需要予測システム

潮流予測精度向上のため過去需要実績データの整備及び参照日数を拡大するための機能仕様検討を実施した。

(4) 再エネ予測システム

現在はエリア単位で算出している太陽光発電量の予測・実績を特別高圧発電所及び配電用変電所単位での算出を可能とするための機能仕様検討を実施した。(詳細は次々項「(3) 予測システム改修」に記載)

(5) 系統制御システム×10

将来の系統操作件名から翌日までの将来系統構成を作成する作成の機能仕様検討を実施した。また、10 給電所の各システムで個別に作成した系統データを、系統データ集約サーバにて統合し、系統制約マネージメントシステムへ連携する機能について仕様検討を実施した。

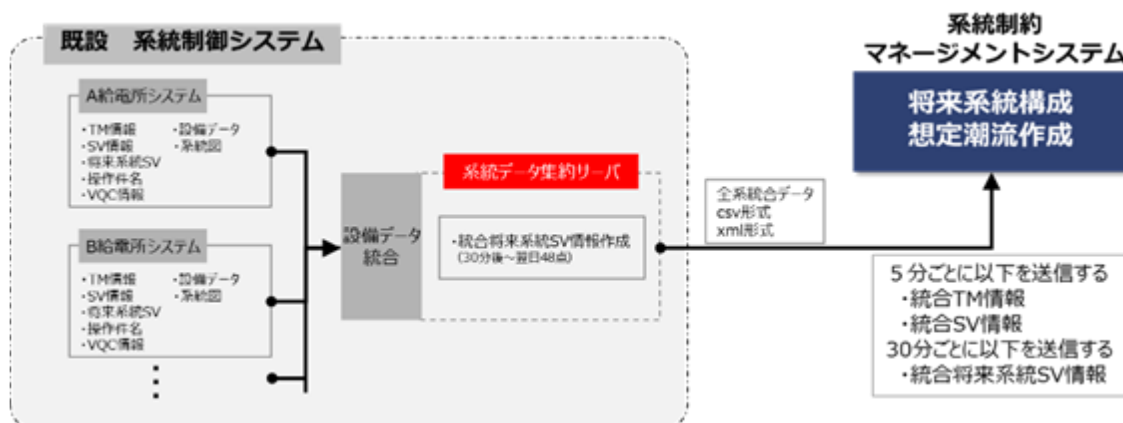


図 4-53 系統制御システム改修概要

(6) 託送システム

ノンファーム制御及び需給制御に必要な発電事業者情報の追加管理情報を保持するための機能仕様検討を実施した。

4.2. (2) 既設システム改修

テーマ名	4.2. 既設システムの改修 (2) 既設システム改修 (2)-(a) 既設システム改修 (2)-(b) 潮流想定機能の検証・課題抽出のための改修	達成状況	○
実施者名	東京 PG、北海道 NW		
<アウトプット目標> 2022 年度末～2023 年度初旬を目標に日本版コネクト & マネージメントシステムと連携し、2023 年度中に「(5)－② フィールド実証」が可能な改修を完了する。 システム開発中に発生した仕様変更部分をフィードバックし、インターフェースを標準仕様としてまとめ、日本版コネクト & マネージメントシステムに連携するシステムの仕様を明確化することで、全国大で活用可能とする。 2023 年度まで実運用データによる検証及び課題抽出を行い、検証対象において、少なくとも 2022～2023 の実績では「実績潮流 < マージンを見込んだ想定潮流」が確実に達成できる潮流想定方法を取り纏める。 <目標達成状況> 既設システムを改修し、日本版コネクト & マネージメントシステムと連携。改修に伴って生じた仕様変更は仕様書にまとめ、各一般送配電事業者に配布。 2022～2023 年度の実運用データによる検証を行い、「実績潮流 < 想定潮流」を達成するために設定するマージンの考え方について整理した。 <成果の内容> 「(1) 仕様検討」で整理した仕様を元に 2021 年度下期より既設システムの改修を実施した。併せて、「4.1. -(1) ロジック検討」で整理した潮流想定機能について、基幹系統が多重的ループ構成となっているなど特殊性を有する北海道系統へ適用するための課題抽出及び検討を実施した。 (1) 既設システム改修 既設システムの改修は 2021 年度下期より開始し、2023 年度下期に完了した。なお、日本版コネクト&マネージメントシステム開発に必要となるサンプルデータについては、データフォーマットを決定し、「4.1. -(4) システム開発」で担当箇所へサンプルデータの提供を行った。 また、出力制御配信システムの仕様書に基づき、既設の 66kV 未満の出力制御機能付 PCS 等スケジュール情報配信システムを改修し、出力制御配信システムを構築した。これにより、試行ノンファームの仕組みに必要な配信方式に基づく制御スケジュールの配信を開始した。併せて、複数回のスケジュール上書が可能なことを確認した。 (2) 潮流想定機能の検証・課題抽出のための改修（多重的ループ系統への適用方法の検討） 本項では、「2.1 ロジック検討」で整理した潮流想定機能を多重的ループ系統で構成される北海道系統に適用した場合に、「実績潮流 < 想定潮流」が確実に達成できる潮流想定方法（マージン設定の考え方）について次のとおり取り纏めた。 ・「実績潮流 < 想定潮流」を確実に達成するためには、計算結果に内在する想定潮流の不足分を補填するためのマージンを設定する（想定潮流に加算する）ことが適切である。ただし、2σ 相当以上の誤差を基準にマージンを設定するためには、今回の検討ではサンプル数が不足していることから、継続的な実測対比によるサンプル数の増加が必要である。			

・DC 潮流計算による今回の評価結果では、「系統構成（ループ系統等）に起因して追加的に発生する誤差」を明確に確認することはできなかった。

他方、今回検討のスコップ外とした「想定誤差（需要想定誤差、再エネ予測誤差等）」、「各送電線固有の特性により発生する誤差」、「無効電力による影響」を踏まえた具体的なマージンの設定については、今後の課題として、本事業で得られた知見・成果も活用しながら、引き続き運用の中で検討していく。

- ・想定誤差：本事業のフィールド実証結果を適宜活用
- ・各送電線固有の特性により発生する誤差：本事業のフィールド実証結果を適宜活用
- ・無効電力による影響：別途実施した系統別電力量調査（図 4-54）から得た力率より、無効電力影響量をマージンに加算

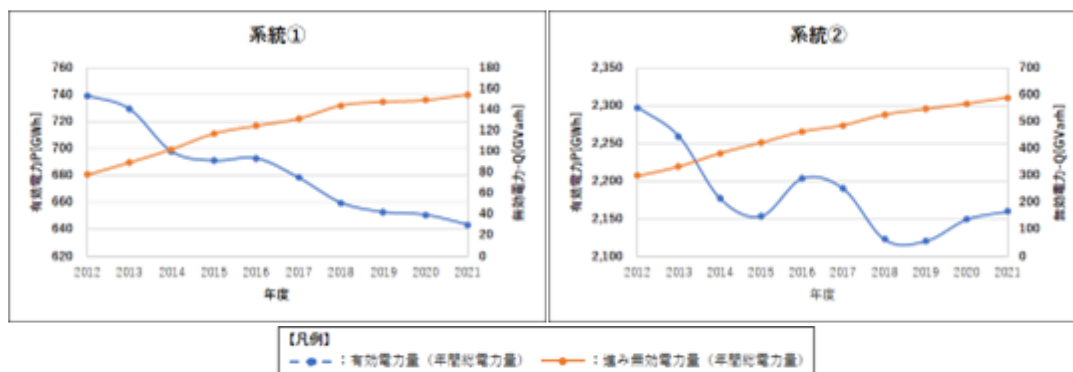


図 4-54 系統別電力量調査結果（一例）

4.2. (3) 予測システム改修

テーマ名	4.2. 既設システムの改修 (3) 予測システム改修	達成状況	○
実施者名	東京 PG、東北 NW		
<アウトプット目標> 「4.3. 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討」のローカル予測精度検討の評価を踏まえ、再エネ予測システムを改修し、予測精度が向上していることを確認する。 風力発電のローカル予測手法による予測精度の向上効果を評価する。 <目標達成状況> 「4.3. -(1) 太陽光発電のローカル予測精度の検討」及び「4.3. -(2) 風力発電のローカル予測精度の検討」の発電量予測手法について、それぞれ検討された手法・評価結果及び配電用変電所単位での集約機能も踏まえて仕様検討を実施し既設システムを改修した。 複数の気象モデルの活用及び海外気象モデルの更新頻度細分化について、既設予測システムに適用したことにより、ローカルエリアの風力予測精度の向上効果を確認した。 <成果の内容> 太陽光ローカル予測及び風力発電のローカル予測の検討結果を踏まえ、東京電力 PG 及び東北電力 NW の既設予測システムを改修した。 (1) 東京電力 PG 予測システム改修 図 4-55 に太陽光発電量予測ロジック改修の概要を示す。現状の予測ロジックでは、東京エリアを 50 領域に区分し、領域毎の太陽光発電量を合計して東京エリアの発電量を算出している。1 領域の中には特別高圧系統に連系している発電設備と全量売電の発電設備及び余剰売電の発電設備の 3 つの発電設備の発電量予測がある。なお、全量売電は高圧系統と低圧系統に連系している発電設備、余剰売電は低圧系統に連系している発電設備が対象。 改修後は東京エリアを 500m 単位にメッシュ化し、1 メッシュ毎に特高と全量及び余剰の太陽光発電量を算出したあと、特高は個別算定、全量と余剰は配電用変電所単位に集約し、それらを合計して東京エリアの発電量を算出する。			

現状

領域ごとの出力をエリア内全てについて積算したエリア合計のみ使用している

1 領域※

特高

全量

余剰

合計出力

エリア合計

※予測：エリアを50区分
推実：メッシュ

改修後

メッシュごとの出力を特高・全量・余剰別に計算。前者は個別に算定、後二者は配変ごとに集約できるようにする

1 メッシュ

特高

全量

余剰

個別算定

配変集約

エリア合計

図 4-55 太陽光発電量予測ロジック改修の概要

図 4-56 の配変予測値のメッシュ按分方法のとおりに、1 メッシュの中の太陽光設備が複数の配電用変電所に跨がる場合は、設備量按分で対象配電用変電所に配分する。

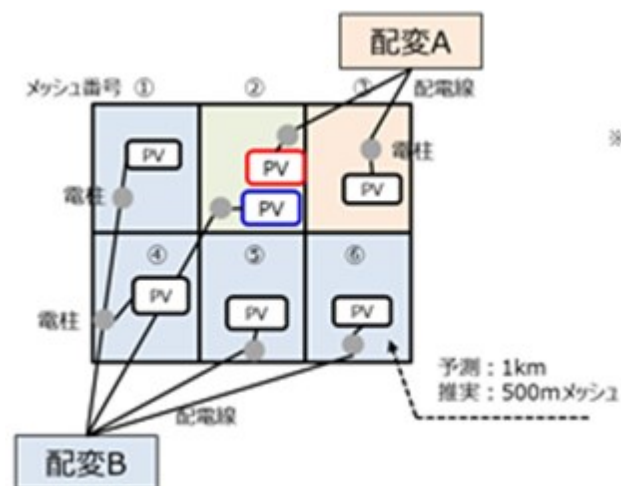


図 4-56 配変予測値のメッシュ按分方法

・日本版コネクト&マネージメントシステムへの関係データ

送電線の潮流予測に必要な諸元データ及び特高・配電用変電所単位の PV 発電量を算出（予測・推定実績）してデータ関係を行う。太陽光関連の関係データを表 4-9 に取り纏める。

表 4-9 太陽光関連関係データ

	データ	断面	単位	周期
予測	全系エリア PV 予測	更新断面全て	MW	30 分毎
	都県別 PV 予測（9 地点予測）			
	配変毎に紐づいた PV 予測 （メッシュ予測を配変紐づけ）			
	特高 PV 予測			
実績	全系エリア PV 実績	参照日 0:00～ 23:30 の 48 コマ分	MW	30 分毎
	都県別 PV 実績			
	配変毎に紐づいた PV 実績 （メッシュ実績を配変紐づけ）			
	特高 PV 実績(推定実績)			
設備量	全系エリア PV 設備容量	PV 設備データ 更新断面	MW	毎月
	都県別 PV 設備容量			
	配変毎に紐づいた PV 設備容量 （メッシュ設備容量を配変紐づけ）			
	特高 PV 設備容量			

・ローカル予測精度向上に向けた改修

現状、エリアの出力を予測するモデルとなっており、パラメータは全てのメッシュで共通のためローカル予測に適さないことが課題であったが、気象の類似性を踏まえた地理的区間（クラスタ）に分け、その区間毎にパラメータ（傾斜角・方位角・補正係数）を設定できる機能を具備した。

【例】クラスタ 1

傾斜角：30 度 ○○%

方位角：真南 ○○%

補正係数：全量〇〇、余剰〇〇、特高〇〇

・東京エリアにおける予測精度評価

今回実施した精度評価の対象期間・検証対象及び評価指標は表 4-10 のとおり。

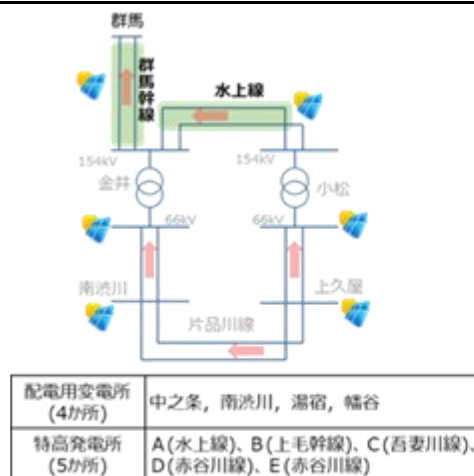
東京エリアにおける予測精度評価においては、時間帯粒度を 30 分単位とし、太陽光と風力の発電量と発電実績を比較して、設備量ベースの%MAE で予測精度評価を実施した。また、実際の需給運用に適用した場合の有効性の有無を確認するため、検証対象はローカルエリアと東京エリアの 2 項目で行った。

まず、太陽光発電量予測のローカルエリア（ケース 1-1）については、図 4-57 東京エリアにおける検証対象(ローカル)図 4-57 (a) に示すとおり、フィールド実証系統である群馬幹線及び水上線に接続された配電用変電所 4 箇所と特高発電所 5 箇所を対象とし、対象期間は、実系統フィールド実証期間であった 2023 年 12 月で行い、①気象予報ベース（実需給 5 時間前気象予報での発電量予測）と②気象実績ベース（推定実績での発電量予測）で精度評価を実施した。東京エリア（ケース 1-2）については、②気象実績ベースでの現状の予測システムとの比較検証を実施した。

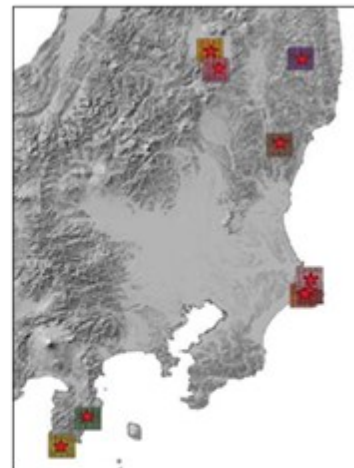
次に、風力発電量予測のローカルエリア（ケース 2-1）においては、フィールド実証系統に風力発電所の接続がないため、図 4-57 (b) に示す東京エリア内の特高発電所を地理分布で近い地点を集約したウィンドファームグループ(WFG) 9 地点を検証対象とした。予測値については、①気象予報ベースが 5 時間前予報の取得が困難なことから実需給 30 分前気象予報での発電量予測を使用した。また、②気象実績ベース（推定実績での発電量予測）は、本事業では発電量算出まで実施していないことから、「4.3. -(2) 風力発電のローカル予測精度の検討」で作成された LFM 推定実績を使用して精度評価を実施した。東京エリア（ケース 2-2）については、WFG9 地点を合計したもので評価を実施した。

表 4-10 対象期間・検証対象及び評価指標

	PV		WF	
	ケース 1-1	ケース 1-2	ケース 2-1	ケース 2-2
検証対象	フィールド実証系統 (154kV群馬幹線 および154kV水上 線)に接続された配 電用変電所 4箇所 ならびに特高発電所 5箇所	東京エリア※	福島県、茨城県、千 葉県、静岡県にある WFが設置されている 9 地点	東京エリア
対象期間	①2023年12月19日～2023年12月30日 ②2023年12月1日～2023年12月31日		2023年12月1日～2023年12月31日	
予測値	①5時間前気象予報による想定電力量(30分値) ②気象推定実績による想定電力量(30分値)		30分前気象データによる想定電力量(30分値) (参考)LFM推定データによる想定電力量(30分値)	
実績値	スマートメータ電力量(30分値)		テレメータ電力量(30分値)	
評価指標	%MAE		%MAE	



(a)太陽光予測検証対象



(b)風力予測検証対象

図 4-57 東京エリアにおける検証対象(ローカル)

太陽光発電量予測ではフィールド実証システムの9地点の%MAEが本実証の目標値20%以内の結果となった。また、東京エリアの%MAEは現状の予測システムと同等であることを確認した。太陽光発電量予測は地理的粒度の細分化により、ローカルエリアを対象とした場合の有効性を確認した。

風力発電量予測は今回新たにシステム機能として追加し、ローカルエリアの予測精度検証結果により、設備量ベースにおける誤差が20%以内であることを確認した。

今後、本事業で得られた成果を活用し、更なる精度向上を図っていく。

(2) 東北電力 NW 予測システム改修

風力発電のローカル予測精度の検討結果を踏まえ、東北電力 NW の既設の予測システムに海外を含む複数の気象モデルを組み合わせたマルチモデルアンサンブル予測手法を適用する改修を実施した。

これまでは、気象庁（JMA）の気象モデルと機械学習の組み合わせにより発電出力を予測していたが、新たな手法では、気象庁（JMA）に加え、米国（NCEP）と欧州（ECMWF）の気象モデルを採用し、それぞれの予測結果にマルチモデルアンサンブル予測を適用することで、最終的な発電出力予測を算出している。

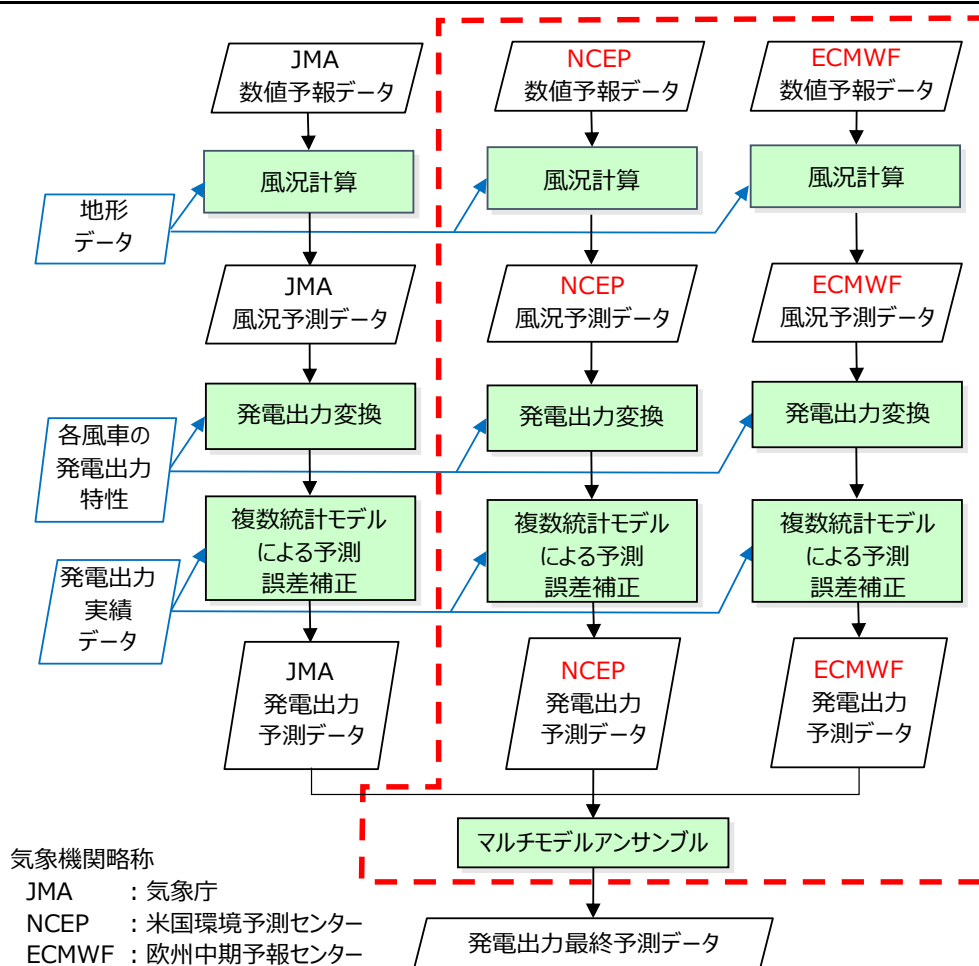


図 4-58 既設予測システムの改修概要

本改修に際し、海外気象モデルの活用による計算負荷の増大とデータ総量の増加に対応するため、サーバ増強及びストレージ拡張を実施した。

表 4-11 既設予測システムのハードウェア増強

機器名称	増強前	増強後
仮想化基盤サーバ	3 台	4 台
共有ストレージ	SSD 960GB×24	SSD 960GB×48

また、更なる予測精度向上のため、海外気象モデルの更新頻度細分化に取り組み、中期予測の更新頻度を 1 回／日から 4 回／日に細分化した。

表 4-12 海外気象モデルの更新頻度細分化

	長期予測	中期予測
予測頻度	1 回/日	1 → 4 回/日
予測先時間	1 0 日先	3 日先
配信時間	5 時	2 、 8 、1 4、 2 0 時

・東北エリアにおける予測精度評価

ローカルエリアの予測精度を検証するため、東北エリア内の複数サイトを地理的な分布で 7 つのエリアにグルーピングし、予測精度を評価した。



図 4-59 既設予測システムの改修概要

・海外を含む複数気象モデルの活用に関する精度評価

これまでの単一の気象モデルによる予測手法と、新たな複数の気象予報を組み合わせたマルチモデルアンサンブル予測手法について、それぞれの予測精度を評価した。

総合的な評価として、平均的な予測精度と最大誤差のいずれの指標も、マルチモデルアンサンブル予測による予測精度向上の効果を確認した。

・海外気象モデルの更新頻度細分化に関する精度評価

海外気象モデルの更新頻度を細分化したことで、より新しい気象情報を予測に適用することが可能となるため、これまでの更新頻度が 1 回／日の場合と、細分化後の 4 回／日の場合で、それぞれの予測精度を評価した。

総合的な評価として、更新頻度細分化によって、より新しい気象情報を適用するにつれ、予測精度が向上する効果を確認した。

東北エリアにおいて複数の気象モデルの活用及び海外気象モデルの更新頻度細分化について、既設予測システムに適用したことにより、ローカルエリアの風力予測精度の向上効果を確認した。今後のローカルエリアの混雑判定などにおいて、本事業で得られた成果を活用していく。

4.3. 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討

各一般送配電事業者はこれまで、エリア全体の需給バランスを調整するために、供給エリア全体の需要や再エネの発電量等を予測し、その予測精度を高めることに注力してきた。

一方で、再エネの導入拡大に伴う電力系統の混雑の問題は、需給バランスの問題に対してよりローカルな問題となる。日本版コネクト&マネージを実現していくにあたっては、系統制約に伴う出力制御量の最小化・最適化をするための手段として、（エリア全体と比較して）より狭いローカルな範囲での再エネの発電量・需要の予測や、潮流把握が重要となっていくと考えられる。

本項目では、既存の予測技術を用い、送電系統毎の潮流予測を実施した場合の予測誤差について調査・分析を実施することで、ローカル予測の精度向上のための方策や、実運用上考慮すべき事項等について検討を行った。検討の概要を図4-60に示す。

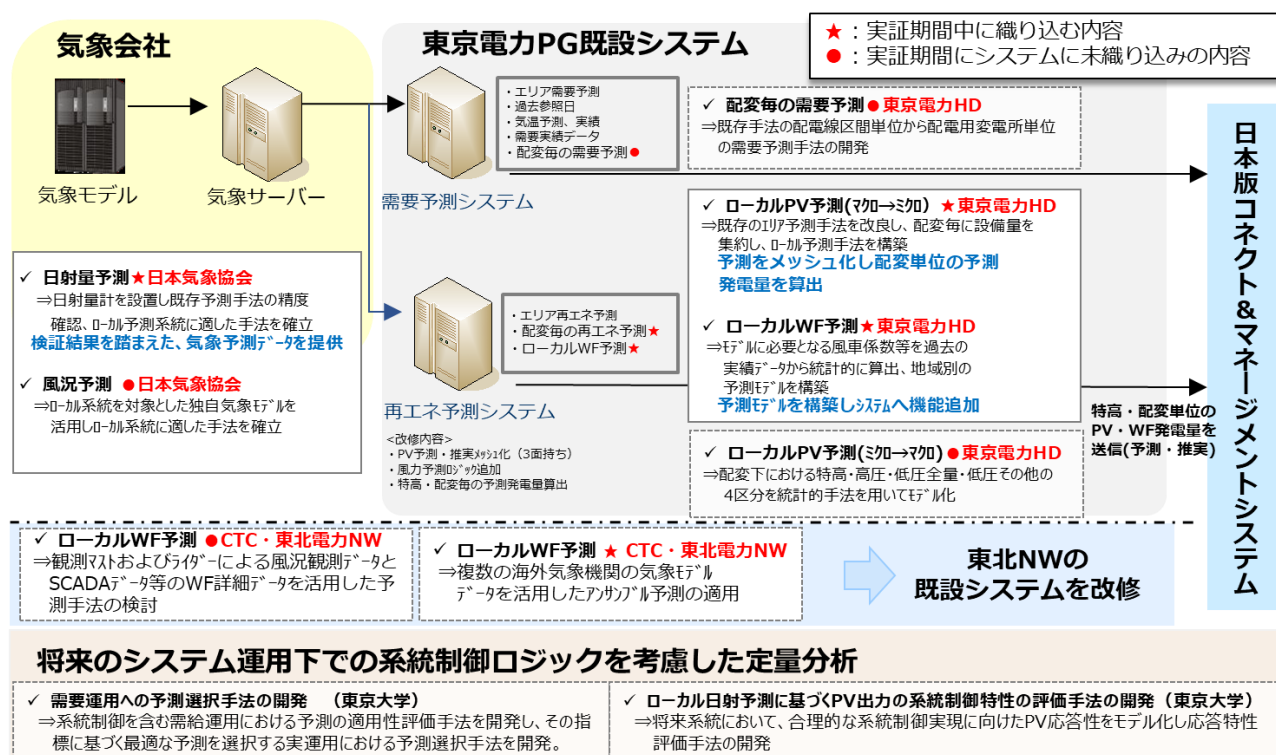
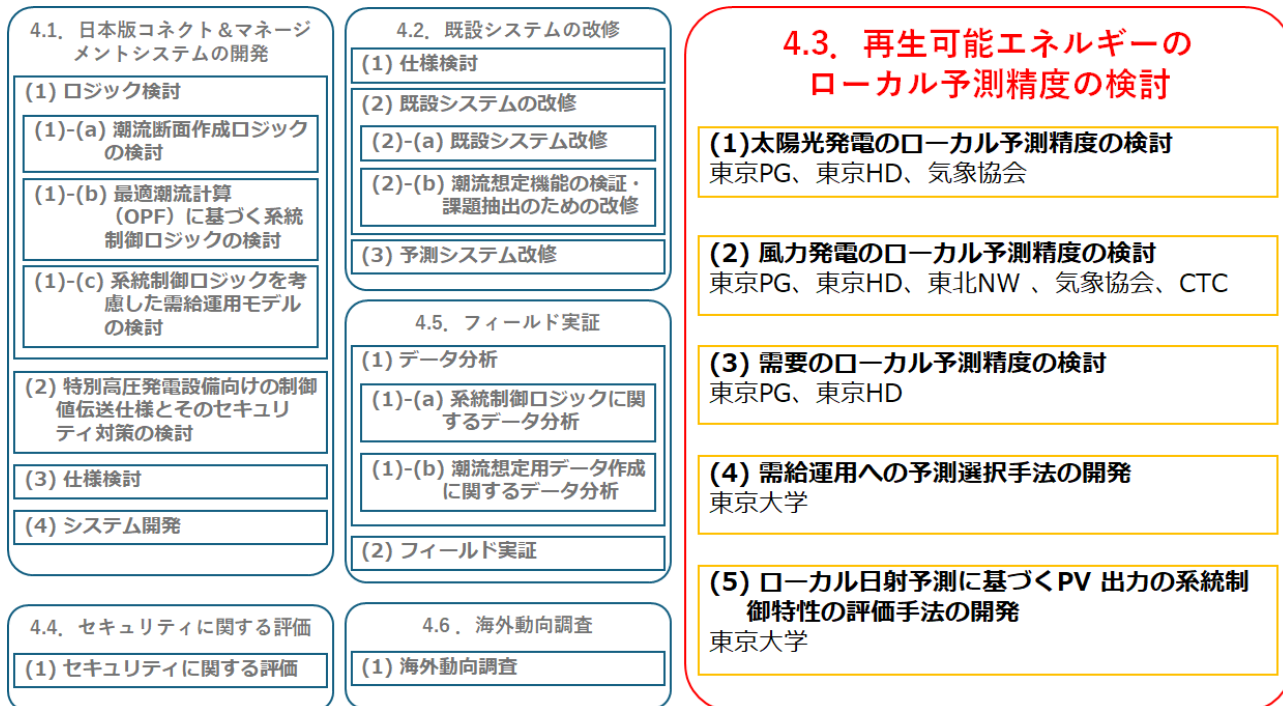


図 4-60 再生可能エネルギーのローカル予測精度検討概要

●実施テーマと実施スケジュール

実施テーマ	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度
(1) 太陽光発電のローカル予測精度の検討				
・観測機設置	→			
・データ取得・分析		→	→	
・観測機撤去				→
・日射量予測手法の調査・事前評価	→			
・日射量予測手法検討・評価		→	→	
・発電量予測手法の調査・事前評価	→			
・発電量予測手法検討・評価		→	→	
・総合評価				→
(2) 風力発電のローカル予測精度の検討				
・観測機調達・設置	→			
・データ取得・分析		→	→	
・観測機撤去				→
・予測手法の調査・事前評価	→			
・予測手法検討・評価		→	→	
・総合評価				→
(3) 需要のローカル予測精度の検討				
・手法検討	→	→		
・評価			→	
・総合評価				→
(4) 需給運用への予測選択手法の開発				
・指標検討	→			
・モデル開発		→		
・データ収集			→	
・実データによる評価・検証				→
(5) ローカル日射予測に基づく PV 出力の系統 制御特性の評価手法の開発				
・PV 特性検討	→			
・将来系統における検討		→	→	
・モデル評価		→	→	
・実データによる定量分析				→

●実施体制



●テーマごとの目標達成状況と成果の内容

4.3. (1) 太陽光発電のローカル予測精度の検討

テーマ名	4.3. 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討 (1) 太陽光発電のローカル予測精度の検討	達成状況	○
実施者名	東京 PG、東京 HD、気象協会		
<アウトプット目標> フィールド実証における予測精度検証結果の評価を完了させ、予測精度向上に必要なシステム改修の要件を整理する。 本実証で開発されたシステムに対し、ローカル系統に適した気象予測データを提供する。 検討したローカル発電量予測手法を改良し、その予測精度を、現状のエリアまたはプラントにおける発電量予測手法の予測精度（誤差率 20%）と同程度とすることを目標とする。			
<目標達成状況> ローカル系統に適した予測手法として、複数予測モデルを組み合わせた統合予測手法の優位性を確認した。本予測手法を用いて、本実証にて開発されたシステムに対して気象予測データの提供を開始した（2023 年 5 月末開始）。 東京電力のエリア単位または発電所単位での太陽光発電予測手法を配電用変電所単位での予測に適用し、モデル化手法の最適化を図ることにより、配電用変電所単位の平均予測誤差の全箇所平均が 10%程度以下となり、箇所別最大値で見ても最終目標値 20%以下を達成した。			
<成果の内容> エリア全体と比較して、送電系統毎の太陽光発電量予測は、ならし効果が期待しにくくなる等の理由から、一般的に予測精度は悪くなると考えられる。 そこで、本項目では、送電系統毎の太陽光発電量に関する予測精度を分析し、系統の効率的な利用に与え得る影響を評価することとした。 具体的には、現地日射量観測の実施及びそのデータを利用した日射量予測誤差評価、複数気象モデルを組み合わせた日射量統合予測手法の検討・評価、気象条件から発電量を推定する予測モデルにより生じる誤差の検討等を実施した。 その結果、ローカル系統に適した予測手法として、複数気象予測モデルを組み合わせた日射量統合予測手法の優位性を確認し、本実証にて開発されたシステムに対して提供を開始した。 また、太陽光発電量の予測については、東京電力のエリア単位または発電所単位での太陽光発電予測手法を配電用変電所単位での予測に適用し、モデル化手法の最適化を図ることにより、配電用変電所単位の平均予測誤差の全箇所平均を 10%程度以下とする等、予測精度の向上を達成した上で、本実証の既設システム改修における再エネ予測システムの改修仕様に反映した。			
(1) ローカルエリアにおける日射量予測精度の検討 ローカルエリアにおける日射量予測精度を検討するために、独自に日射量の観測を実施し、その値を利用した日射量推定値及び日射量予測値の評価を実施した。 佐京系統や那珂系統の位置する千葉県と茨城県を対象に独自の日射量観測地点を設置し、データ収集を実施した。また、収集したデータは品質管理を行ったうえで前 30 分平均値として整理した。 日射量変動の類似性を確認し、市町村別の PV 導入量も加味したうえで観測地点の候補を選定した。千葉県、茨城県に			

おける日射量変動の類似性及び PV 導入量を図 4-61～図 4-62 に示す。図 4-61 において、同じ色のエリアの日射量変動が類似していることを示しており、11 ブロックに分類されていることがわかる。また、図 4-62 をみるとこれらブロックの重心付近については比較的 PV 導入量が多いことがわかる。したがって、各ブロックの重心付近を独自気象観測の設置場所候補として選定した。なお、館野地点については気象庁が日射量観測を実施しているため、独自気象観測の設置場所からは除外した。

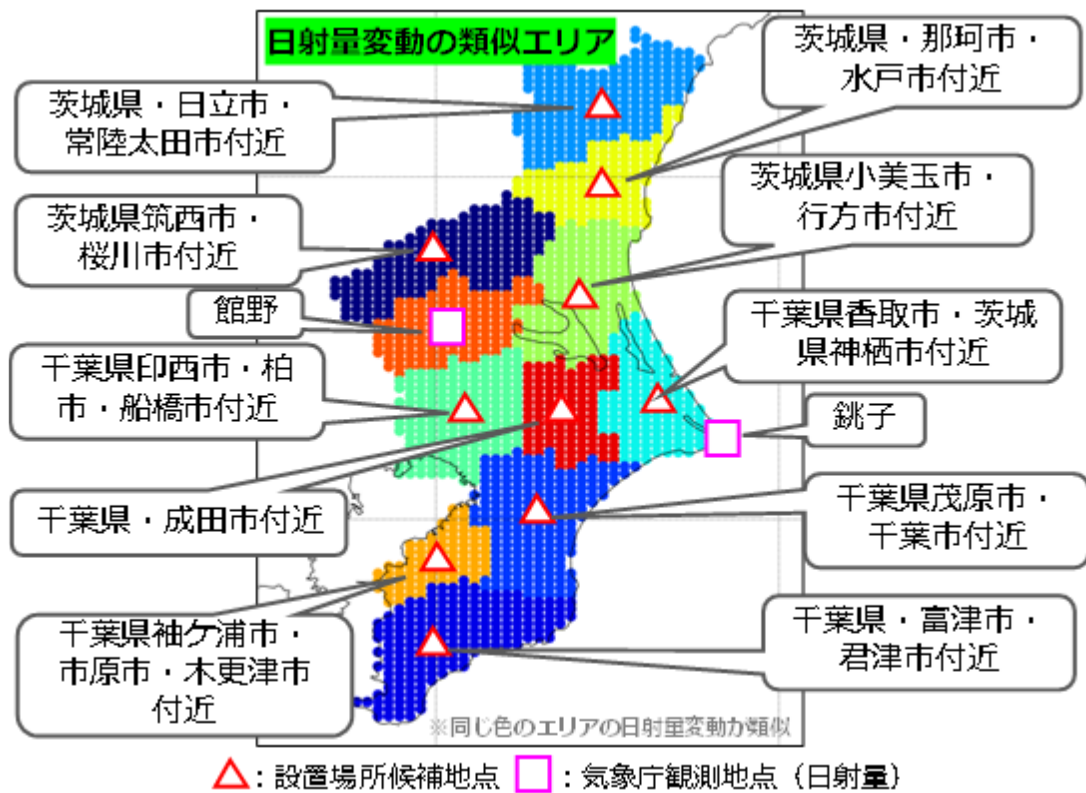


図 4-61 千葉県、茨城県における日射量変動の類似エリア

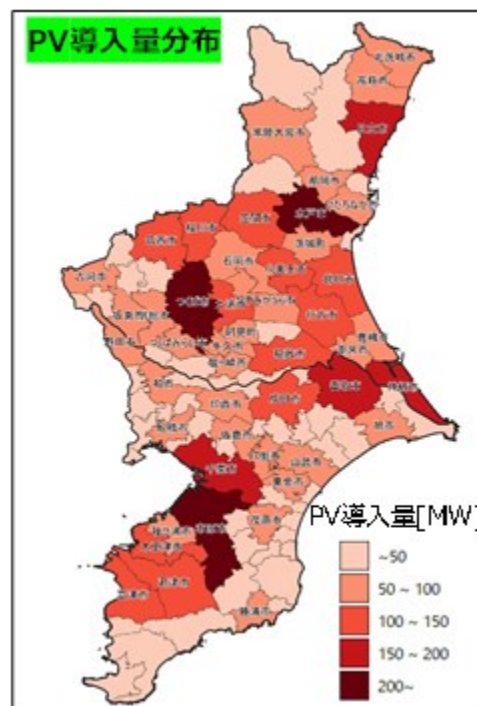


図 4-62 千葉県、茨城県における PV 導入量

出典) 固定価格買取制度 情報公表用ウェブサイト B 表 市町村別認定・導入量 (2020 年 3 月末時点) の市町村別導入容量 (新規認定分+移行認定分) を加工して作成, <https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary>

2021 年 5 月から 2023 年 12 月までデータ収集を実施。このデータを蓄積することにより、衛星推定日射量の評価や日射量予測の評価に活用。

ローカルエリアを対象とした場合に適した精度評価の要件定義を実施。具体的には、地点に応じた日射量予測誤差特性を把握するため、複数条件での誤差評価を実施した。誤差の頻度分布や誤差出現時の分析を行うことで、誤差が発生しやすい条件を整理した。

数時間先を対象とした予測として日本気象協会独自気象モデル（SYNFOS-solar）と国内外の気象モデルの予測結果を組み合わせた統合予測の 2 種類の日射量予測を利用して精度評価を実施した。精度評価の概要を表 4-13 に示す。

表 4-13 数時間先を対象とした精度評価概要

予測要素	全天日射量[W/m ²]
対象地点	独自気象観測地点の 10 地点
対象期間	2021 年 8 月～2023 年 7 月（2 年間）
使用モデル	①日本気象協会独自気象モデル（SYNFOS-solar） ②統合予測
計算初期時刻	毎時 00 分、30 分（発表は 1 時間後）
予測時間	計算初期時刻の 6 時間後
時間粒度	30 分値
予測手法	・日本気象協会独自気象モデル（SYNFOS-solar）はそのまま利用 ・統合予測は独自気象モデルに加え国内外の複数の気象モデルを統合
精度評価指標	MAE(平均絶対誤差)、誤差分布

地点ごとの MAE を図 4-63 に示す。独自気象モデルを利用した場合の MAE は 65～90W/m² 程度で月別のブレ幅は 50～80W/m² であった。一方、統合予測を利用した場合の MAE は 60～85W/m² 程度で独自気象モデルを利用した時よりも精度向上していることがわかる。また月別のブレ幅も 40～70W/m² であり、月別のブレ幅で見た場合の誤差も改善していた。なお、独自気象モデルに対する統合予測の精度改善率は 3～9%であった。

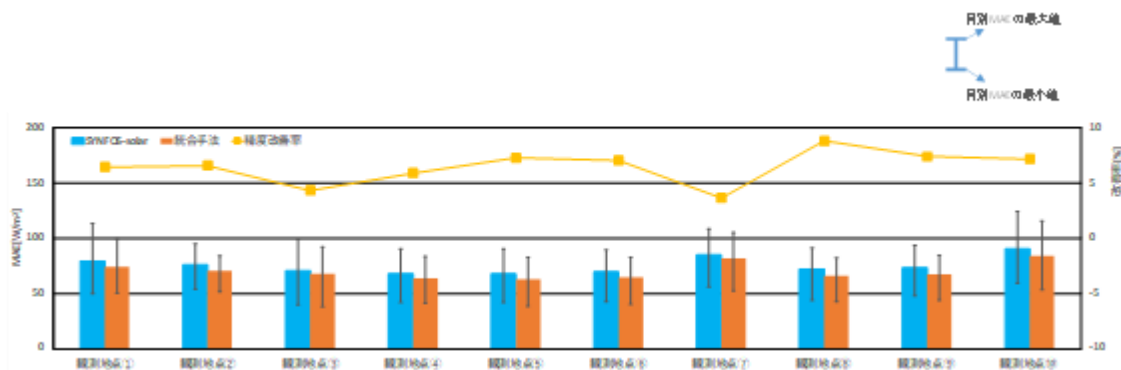


図 4-63 数時間先を対象とした日射量予測の MAE

対象期間：2021 年 8 月～2023 年 7 月

青：SYNFOS-solar、橙：統合予測、黄：SYNFOS-solar に対する統合予測の精度改善率

翌日を対象とした予測として日本気象協会独自気象モデル（SYNFOS-solar）と国内外の気象モデルの予測結果を組み合わせた統合予測の 2 種類の日射量予測を利用して精度評価を実施した。精度評価の概要を表 4-14 に示す。

表 4-14 翌日を対象とした精度評価概要

予測要素	全天日射量[W/m ²]
対象地点	独自気象観測地点の 10 地点
対象期間	2021 年 8 月～2023 年 7 月（2 年間）
使用モデル	①日本気象協会独自気象モデル（SYNFOS-solar） ②統合予測
計算初期時刻	毎日 9 時（14 時発表）
予測時間	計算初期時刻の 15.5～39 時間後
時間粒度	30 分値
予測手法	・日本気象協会独自気象モデル（SYNFOS-solar）はそのまま利用 ・統合予測は独自気象モデルに加え国内外の複数の気象モデルを統合
精度評価指標	MAE(平均絶対誤差)、誤差分布

地点ごとの MAE を図 4-64 に示す。独自気象モデルを利用した場合の MAE は 75～100W/m² 程度で月別のブレ幅は 60～90W/m² であった。一方、統合予測を利用した場合の MAE は 70～95W/m² 程度で独自気象モデルを利用した時よりも精度向上していることがわかる。また月別のブレ幅も 50～80W/m² であり、月別のブレ幅で見た場合の誤差も改善していた。なお、独自気象モデルに対する統合予測の精度改善率は 1～9%であった。

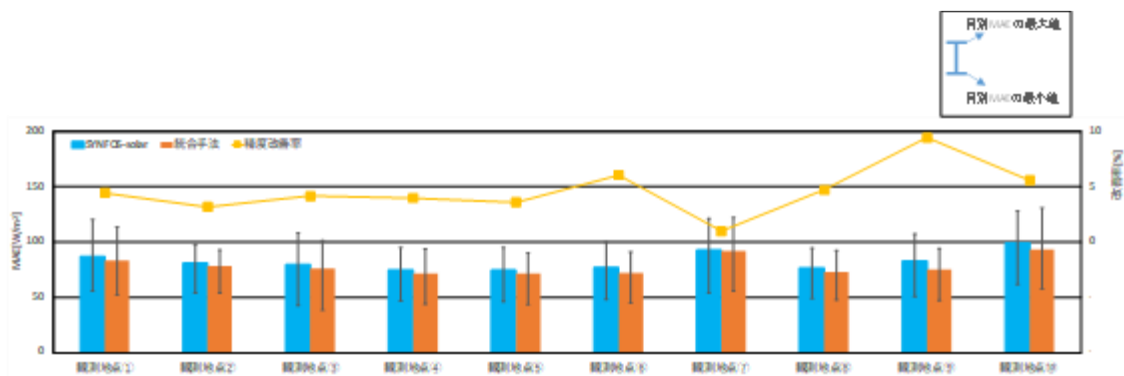


図 4-64 翌日を対象とした日射量予測の MAE

期間：2021 年 8 月～2023 年 7 月

青：SYNFOS-solar、橙：統合予測、黄：SYNFOS-solar に対する統合予測の精度改善率

数時間先予測と翌日予測ともに統合予測による精度改善効果が確認された。よってこの統合予測をフィールド実証で利用する予測として東京電力パワーグリッドのシステムに連携することとした。連携する統合予測の仕様は表 4-15 の通りとし、2023 年 5 月末より連携を開始した。

表 4-15 連携する統合予測の仕様

予測要素	全天日射量[W/m ²]
対象領域	東京電力管内
予測時間	計算初期時刻の 3 日先程度まで
時間粒度	30 分値
更新頻度	1 日 48 回（30 分ごとに更新）
予測手法	複数の気象モデルや予測手法を統合した手法（統合手法）
空間解像度	1km メッシュ

(2) 物理モデルによる発電予測（エリア単位の予測手法をローカル予測に適用）

東京電力 PG 中央給電指令所の PV 予測で適応されている物理モデルをローカル予測に適用する。既存の予測で導入されている物理モデルの概要を図 4-65 に示す。

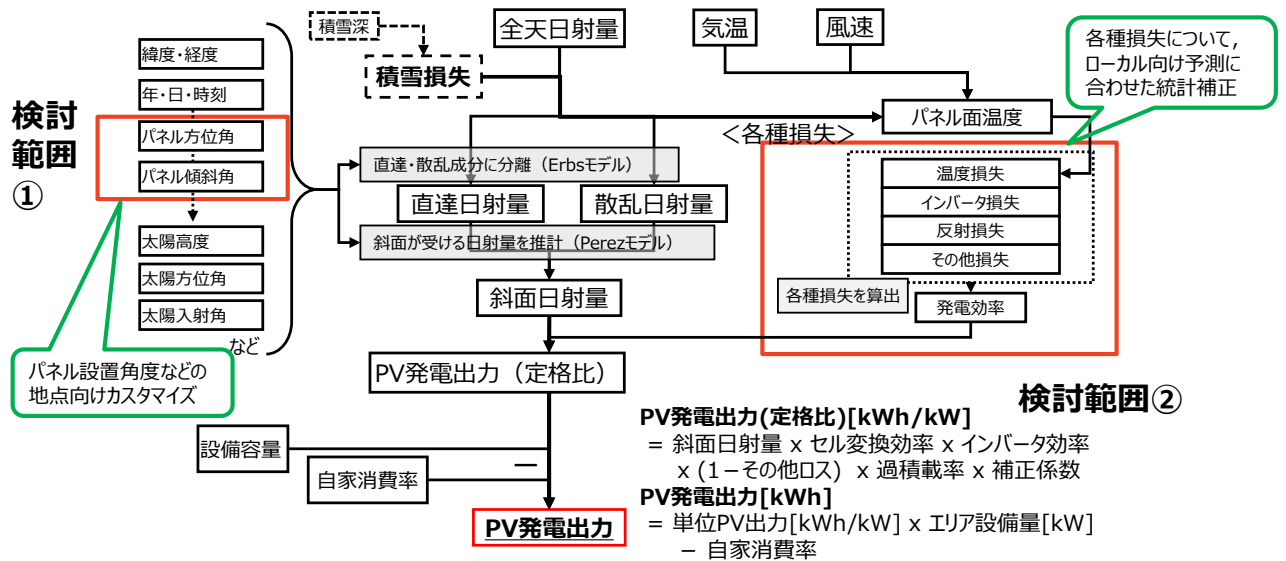


図 4-65 東京電力 PG で導入されている物理モデルの概要

東京電力 PG で導入されているエリア太陽光発電量予測のアプローチを用いて、潮流計算に必要となるローカルエリア（＝配電用変電所）単位での発電量予測を、物理モデルにより実現することを目指す。その際に必要となる発電特性、すなわち発電効率や角度分布については、実際の発電量から逆推定する方法を検討した。

成果として既存のエリア予測モデルをローカルエリア向けに改良し、配電用変電所ごとに太陽光発電量を予測するモデルを開発した。また、ハイパーパラメータである補正係数、角度分布を実データに合わせてチューニングする準線形最適化手法を開発した。補正係数の設定粒度（推定実績ベース）では配変別の設定粒度が予測精度の側面から推奨されることを確認。実運用ベース（予報気象）ではいずれの電圧区分でも誤差率 20%以内を確認し、目標精度達成した。

表 4-16 補正係数の設定粒度の評価（推定実績）単位：％

	出力補正 なし	補正あり				
		エリア	都県	クラス	営業所	配変別
集約数		1	9	50	75	1600
特高	9.91	8.34	8.17	9.31	6.96	6.43
高圧	7.30	6.34	6.12	6.73	6.03	4.25
低圧全量	6.00	6.69	5.32	5.09	5.05	3.89
低圧余剰	3.83	3.85	3.60	3.60	3.58	2.93

表 4-17 実運用ベースの評価（予報気象）単位：％

集約数	補正あり：配変別		
	推定実績	当日 5h 先 逐次予測	翌日予測
特高	6.43	8.43	10.97
高圧	4.25	7.08	7.94
低圧全量	3.89	6.87	7.77
低圧余剰	2.93	4.94	5.84

（3）統計モデルによる発電予測（発電所単位の予測手法をローカル予測に適用）

発電所単位の太陽光発電量予測手法を基にローカル予測手法を開発するアプローチでは、太陽光発電所のプラント単位での発電量を予測する既存の重回帰モデルによる予測手法を基に、配電系統に連系される太陽光発電所の発電量を、配電用変電所単位で集約して予測する手法を開発した。また、機械学習手法を用いて同様の予測を行った場合の評価も実施した。

・重回帰手法による予測

重回帰手法による予測においては、高圧連系・低圧連系全量売電・低圧連系余剰売電の区分で、太陽光発電所の発電量を、配電用変電所単位で集約してモデル化を行った。モデル化にあたり、説明変数としての気象データとしては、配電用変電所立地点における全天日射量及び気温を使用した。モデル化手法としては、既存のプラント単位での発電量予測手法として実績のある多項式重回帰モデルを使用し、多項式の次数としては2次までを考慮した。また、特別高圧連系の太陽光発電所に対しては、配電用変電所のエリアに準じて、ある程度の地域的なまとまりで発電量を集約した上で、同様の手法によりモデル化することとした。

図 4-66 に重回帰による予測実施手法の概要を示す。上述の高圧連系・低圧連系全量売電・低圧連系余剰売電及び特別高圧連系の区分ごとに、配電用変電所単位またはそれに準じた地域的なまとまりにより集約した発電量実績値を、太陽光発電所の売電実績値から算定し、これを目的変数とした上で、配電用変電所の位置情報を基にした全天日射量・気温の実績値を説明変数として、モデル化を行った。ただし、低圧連系余剰売電の太陽光発電所については、発電量実績値が直接的には得られないため、配電用変電所単位で集約した余剰売電実績値を目的変数とした。このようにして作成したモデルにより、全天日射量・気温の前日及び当日の予測値を用いて、発電量を予測する。なお、モデル化及び予測実施における時間粒度は30分単位を基本とした。

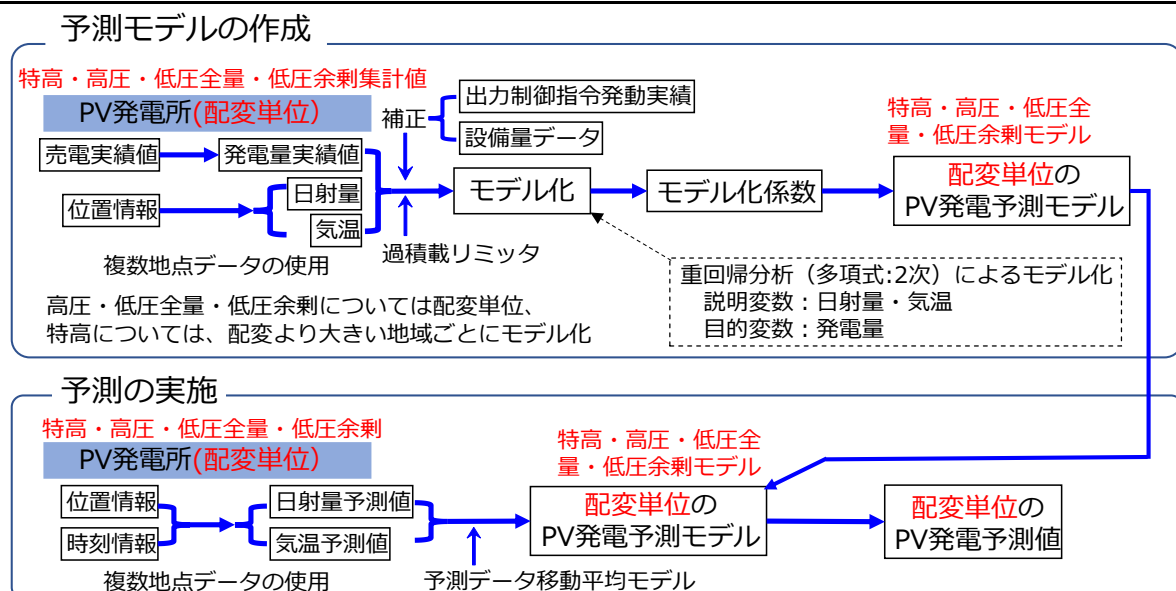


図 4-66 配電用変電所単位での太陽光発電所の発電量集約モデルによる予測手法

重回帰手法では、平均予測誤差の全箇所平均値（4～10%）、及び、箇所別最大値（9～18%）について、目標の予測精度達成を確認した。

重回帰手法により配電用変電所単位で予測した際の予測誤差について、各配電用変電所（特別高圧 33 箇所、高圧全量 730 箇所、低圧全量 1306 箇所、低圧余剰 1357 箇所）において最大設備容量基準で%表示とした予測誤差 MAE を算出した後、上記 4 つの電圧区分ごとに当該区分に所属する配電用変電所大の上記予測誤差 MAPE の平均を算出し、使用気象データによる差を比較したものを、図 4-67 (a)に示す。なお、同様の予測誤差評価を RMSE で実施したものについても参考として、図 4-67 (b)に示す。

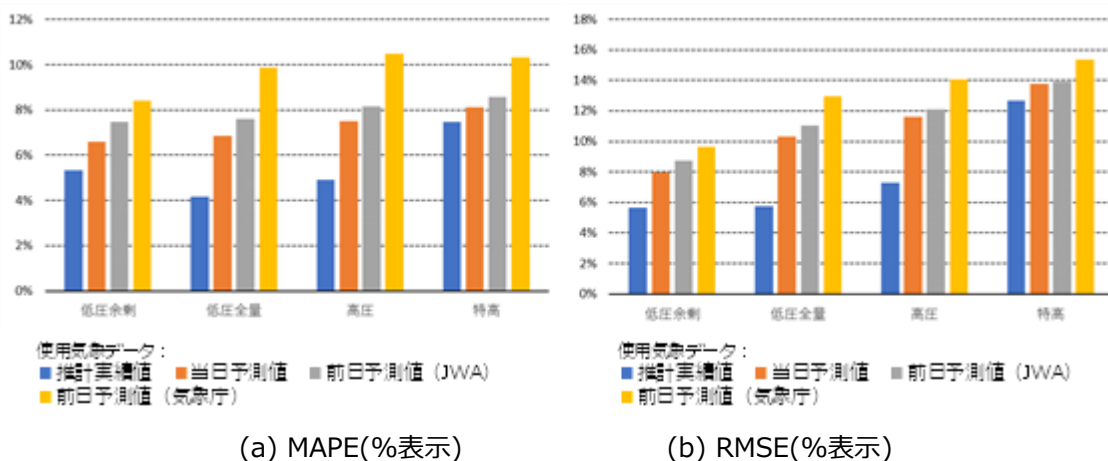


図 4-67 電圧区分別・使用気象データ別予測誤差の全配電用変電所平均の比較
 (配電用変電所単位での最大設備容量基準での予測誤差%表示)

また、予測誤差の分布（最大設備容量基準で%表示とした予測誤差 MAPE による配電用変電所箇所数の分布）について、代表例として特別高圧、低圧全量の分布を図 4-68 に示す。特別高圧については、対象箇所数が少ないため、ばらつきが大きい。低圧がばらつきが少ないのは、低圧の方が発電容量の小さい発電所が数多く連系されており、配電用変電所単位で見た場合、均し効果により予測誤差が小さくなり、ばらつきも少なくなるためと考えられる。

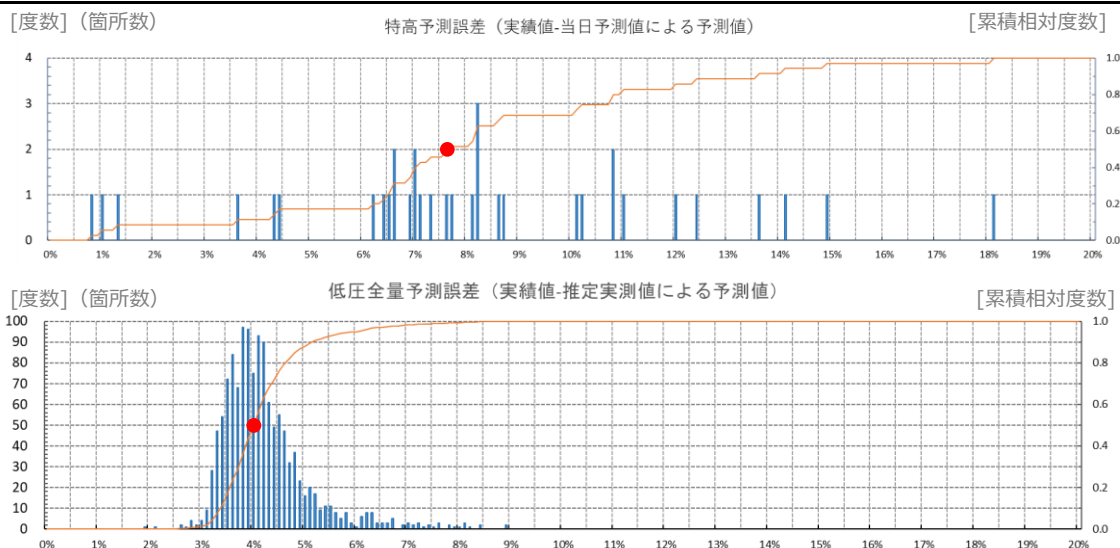


図 4-68 重回帰手法による予測誤差の分布（特別高圧・低圧全量）
（最大設備容量基準で%表示とした予測誤差 MAPE による配電用変電所箇所数の分布）

重回帰手法をベースにした改良手法についても検討を実施し、実適用を踏まえた高低圧一括モデル・地域クラスモデルについて、前者では予測精度が向上すること、後者では若干精度が低下する場合があるが、目標精度の範囲内であることを確認した。また、過積載リミッタモデルについては、一部の地点について若干の精度向上が見られることを確認した。気象予測データの時間的移動平均や複数地点の気象データの使用等の手法を検討し、精度向上を確認した。

・機械学習手法による予測

近年各種予測に使用されている機械学習手法をローカル予測に適用した場合の効果についても検討した。

前述の重回帰手法は、説明変数の数、モデルパラメータの数、計算時間において、現行の予測システムと親和性が高いのに対し、機械学習手法については、将来的な適用を念頭において、現状のシステム上の制約を考慮せずに、精度向上効果を検討することとした。従って、説明変数としては、重回帰手法では、日射量、気温の 2 個としたのに対し、機械学習手法では、現状利用可能な気象データ全部とし、8 個の説明変数（日射量、気温、風速、風向、雲量、降水量、湿度、気圧）を使用してモデル化を実施した。

機械学習手法としては、よく使用される 20 手法を選定した。また、基本の 8 個の説明変数に対する追加説明変数として、季節、設備容量、7 日前発電実績中央値を考慮し、季節については季節別にデータを分割することによりモデル化を行い、その他については追加説明変数としてモデル化を行うとともに、これらを組み合わせたモデルについても検討した。検討にあたっては、配電用変電所から代表地点を選定し、これら代表地点における評価を実施した上で、機械学習手法・追加説明変数モデルについて絞り込みを行った。

検討結果として、予測精度の高い手法を複数選定し、精度向上効果を確認するとともに、計算時間についても、実用の範囲内であることを確認した。

機械学習手法単独の適用で、平均予測誤差の全箇所平均値（2.5～11.5%）となり、目標の予測精度達成を確認した。精度の高い 6 手法を組み合わせたアンサンブル手法の適用について、代表的地点での検討を実施し、さらに約 0.2%の精度向上を確認した。

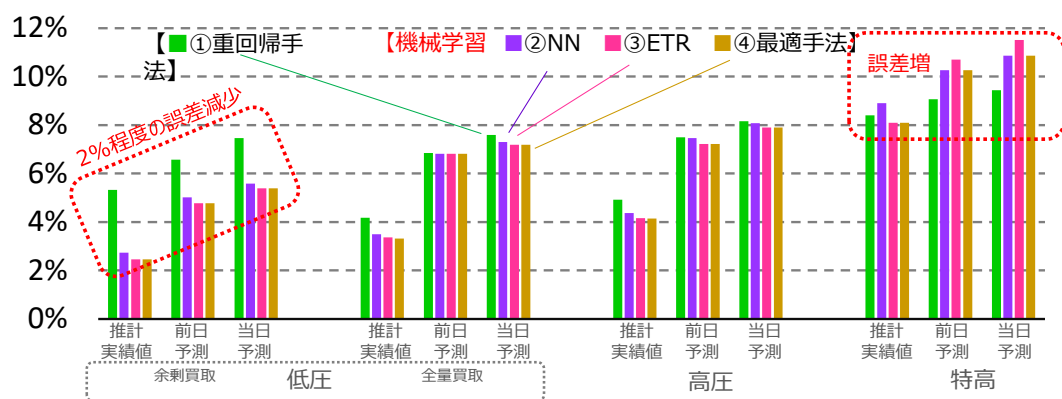


図 4-69 圧区分別・使用気象データ別予測誤差 MAE(%表示)の全配電用変電所平均の比較（手法別）

選定した手法は、「Extra Trees Regressor (ETR)」「CatBoost Regressor」「Light Gradient Boosting Machine (LGBM)」「Gradient Boosting Regressor (勾配ブースティング回帰)」「Random Forest Regressor (ランダムフォレスト)」「Neural Network (NN)」の6手法。

4.3. (2) 風力発電のローカル予測精度の検討

テーマ名	4.3. 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討 (2) 風力発電のローカル予測精度の検討	達成状況	○
実施者名	東京 PG、東京 HD、東北 NW、気象協会、CTC		
<アウトプット目標> フィールド実証における予測精度検証結果の評価を完了させ、予測精度向上に必要なシステム改修の要件を整理する。 実運用を見据え、海外を含めた複数の気象予測データ及び風況・発電実績データを活用した予測手法を評価し、必要となるデータの要求仕様を取りまとめる。 検討したエリア風力発電量予測手法を改良し、その予測精度をローカルエリア定格比 20%以下にすることを目標とする。 独自気象モデルを活用したローカル予測を評価し、利点や課題等を取りまとめる。			
<目標達成状況> 発電所合計発電出力と国内の数値気象予報値のみを活用したローカル予測手法を従来手法と位置づけ、風車情報（SCADA・稼働情報）、風況観測値、海外を含む数値気象予報値を活用した予測手法を構築・精度評価を実施した。精度評価の結果について、ローカル予測精度の精度向上への活用可能性の観点から、各種データの要求仕様についてとりまとめた。 学習時の入力データとして、複数格子点の過去の局地数値予報（LFM）の初期値を仮の風況実績とみなし、機械学習モデルを構築した。全 8 グループの予測対象について推定実績・予報値基準それぞれにおける評価を実施し、全グループにおいて定格比 20%以下の予測精度を達成した。 ローカルエリアを対象とした風況予測手法を評価するために、異なる計算条件での独自気象モデルの仕様を設定し、予測精度評価を実施した。結果として、水平格子間隔を細かくする等したモデルの有効性を確認するとともに、予測補正式の適用や既存気象モデルとの統合による予測精度の向上を確認した。また、実運用を見据えた際の課題等についても取りまとめた。			
<成果の内容> 地点毎の風力発電出力予測は、ならし効果が期待しにくくなる等の理由から、エリア全体の予測と比較して、一般的に予測精度は悪くなると考えられる。 そのため、送電系統毎の風力発電出力に関する予測精度を分析し、系統の効率的な利用に与える影響を評価する必要がある。 そこで、送電系統毎に接続される狭い領域（ローカル）において、風況観測設備（風況マストまたは LiDAR）から得られる風況実績データや気象庁数値予報 GPV モデル等を用いた風力発電の予測誤差評価、気象条件から発電量を推定する予測モデルにより生じる誤差の評価、独自気象モデルを用いた予測手法の検討・評価及び海外を含めた複数の気象予報を組み合わせた予測手法の検討・評価を実施した。			
(1) ローカルエリアにおける風況予測精度の検討 佐京系統と那珂系統の位置する、茨城県と千葉県を含むエリアを対象に独自気象モデルの計算仕様を検討した。既存気象モデルに対して独自気象モデルでは、局地的な風況の表現に重点を置いた計算仕様の任意設定が可能である。そこで地表面パラメータや水平格子間隔を変更した 3 パターンの予測計算を行い、既存気象モデルを含めた精度検証の結果から最終的に 1 つの仕様に決定した。			

独自気象モデル予測値と上空風推定値を用いて茨城県と千葉県ローカルエリアを対象とした風速の予測精度検証を実施した。ここで、予測精度検証の実施概要を表 4-18 に示す。対象地点はアメダス 7 地点に茨城県神栖市波崎のドップラーライダー観測 1 地点を加えた合計 8 地点とし、対象高度は上空風推定値に合わせて 50m とした。使用モデルは気象庁 LFM・独自気象モデルの 2 種類とし、高度 50m 相当の予測値に関しては上空出力結果を用いた鉛直内挿によって算出した（①②）。加えて、独自気象モデルに関してはさらなる精度向上のため、過去の上空風推定値と上空風予測値を基に作成した地点毎の予測式を適用した（③、以降「予測式適用」と記載）。また、①～③の各手法を単純統合した統合予測（④）の精度も同様に検証した。

表 4-18 精度検証の実施概要

予測要素	風速[m/s]
対象地点	合計 8 地点 ・茨城県・千葉県内のアメダス 7 地点 ・茨城県神栖市波崎のドップラーライダー観測 1 地点
対象高度	高度 50m
対象期間	2022 年 1 月～2022 年 12 月（12 カ月間）
使用モデル	①気象庁 LFM ②独自気象モデル ③独自気象モデル（予測式適用） ④統合予測（①②③の平均値）
計算初期時刻	各日 0、3、6、9、12、15、18、21 時
予測時間	計算初期時刻の 6.5～9 時間後
時間粒度	30 分値
予測手法	・上空出力結果を用いた鉛直内挿により算出（①・②） ・過去の上空風推定値と上空風予測値を基に作成した補正式により予測値を補正（③）
精度評価指標	MAE(平均絶対誤差)、誤差分布

表 4-18 を踏まえて実施した地点毎の風速予測精度（MAE）を図 4-70 に示す。対象地点によって各手法の予測精度にばらつきは見られたものの、8 地点平均では④統合予測の精度が最も高かった。また、気象モデル単体では全地点で③予測式適用の精度が最も高かった。

波崎に関しては、上空風推定値のほかドップラーライダー観測値を比較結果とした場合の精度検証も実施した（図 4-70・右端）。上空風推定値とドップラーライダー観測値の傾向の違いにより、全体的に予測誤差は増大したものの、こちらも③や④の精度が高かった。

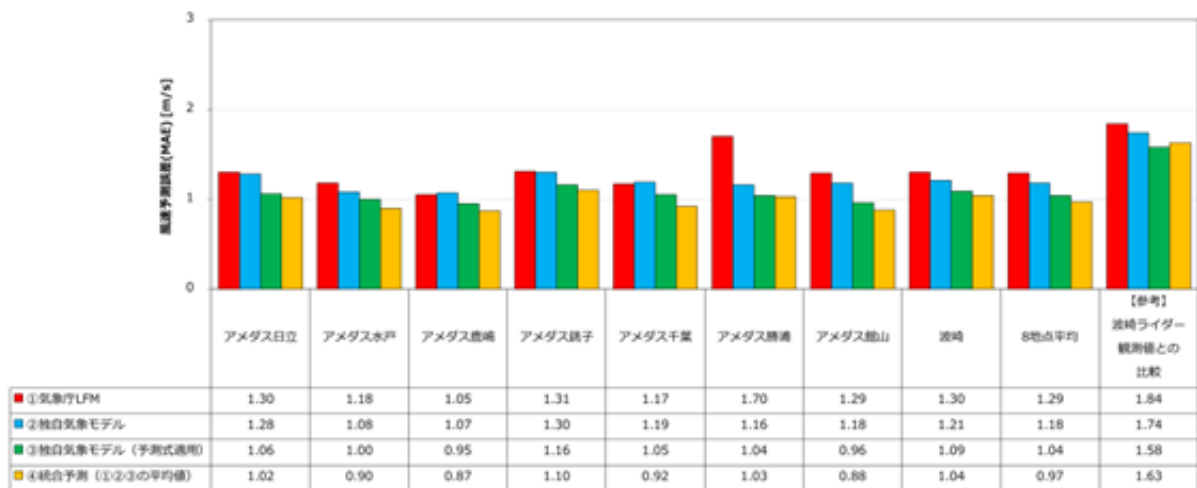


図 4-70 高度 50m における風速予測精度 (MAE)

対象地点：気象庁アメダス 7 地点と波崎

対象期間：2022 年 1 月～2022 年 12 月

独自気象モデルを活用した風速予測精度検証の結果、気象モデル単体では③予測式適用の精度が高かったが、各手法を統合した④統合予測の精度が最も高かった。したがって、ローカルエリアを対象とした場合の風速予測手法としては、独自気象モデルの予測値に予測式を適用した上で既存気象モデルの予測値と組み合わせることが有効だといえる。

(2) 発電実績データを活用したローカル発電出力予測手法の検討

本事業の目的である風力発電量のローカル予測の実現に当たっては、予測対象地点におけるウィンドファームグループ（以下、WFG）単位で集約された特高配変毎の総発電量をできるだけ正確に予測することが必要である。一方で、風力発電量予測モデルの実運用を想定する場合、計算リソースと計算時間の制約、入手可能な気象データ及び発電量データの制約を考慮した上で、適切な予測モデルを構築することが必要である。

風力発電量の予測手法として、一般的には大きく 2 種類に分類できることが知られている。1 つが物理的手法で、気温や気圧、地表の粗さ、障害物などのデータを用いた数値気象予測（NWP）に基づいており、風速を予測対象の発電所の風車ハブ高さに変換し、パワーカーブに基づき予測する。一般的に、本手法は風の物理的な特性を含めてモデル化することができるが、計算量が多く時間がかかる欠点がある。2 つ目が統計的手法で、過去の風速と発電量の関係から、回帰分析やニューラルネットワーク等の手法を利用して、風速と発電量の関係をモデル化する。過去のデータに基づいて統計的に予測を行うため、計算量が少なく、比較的簡単に実行できるが、風の物理的な特性を考慮しないため精度にかけることがある欠点がある。近年の研究では、両手法の利点を織り込んだハイブリッドモデルによる予測が有効であることがわかっているが、計算量が多いという課題は残るままであり、風力発電の大量導入に向けて計算負荷の低い予測モデルの需要も想定される。

本検討では、気象データとして局地数値予報モデル（LFM）の初期値である局地解析値を学習に利用することで、予測ロジックとしての数値気象予測のフローを省略し、計算負荷の低い統計的手法のみを用いて、シンプル・低コストかつ精度の高いローカル予測手法の実現を検討した。

本検討で利用したデータの一覧を表 4-19 に示す。

表 4-19 利用データ一覧

No	データ名称	時間粒度	提供元	期間
1	発電量実績 (総設備容量含む)	30分単位	東京電力 PG	2019/04/1 0:00 ～2023/03/31 23:30
2	WFG 諸元データ	—	東京電力 HD	対象期間における緯度経度情報 (東京電力 HD による推定値)
3	推定気象実績データ (LFM 予報 初期値より作成)	30分単位	東京電力 HD	2019/09/22 0:00 ～2023/03/31 23:30
4	当日予測気象予報データ (LFM5 時間先予測値より作成)	30分単位	東京電力 HD	2022/04/01 0:00 ～2023/3/31 23:30
5	翌日予測気象予報データ (前日 15 時発表 MSM9-32 時間先予 測値より作成)	30分単位	東京電力 HD	2022/04/01 0:00 ～2022/3/31 23:30

・気象データ

予測対象となる WFG の座標地点は推定した代表地点であり、当該地点における風速の観測データは存在しない。予測モデル構築のための学習データとなる代表地点近傍の実績風速を推定するにあたり、気象業務支援センターより配信される局地数値予報モデル (LFM) の初期解析値を利用した。LFM は水平間隔 2km で日本全域をカバーする領域を計算対象とした数値予報モデルであり、1 日 24 回 1 時間毎に発表されている。水平格子間隔が小さく局地的な地形の影響を強く受けている観測データも同化可能となるため、地形の影響を直接受ける地上風はメソモデルより表現がよくなることある。

また、本検討では精度評価をするにあたり当日予測、翌日予測の精度評価をおこなう。当日予測の場合は LFM の 5 時間先予測値を利用する。翌日予測の場合は、同じく気象業務支援センターより配信されているメソ数値予報モデル (MSM) の 9-32 時間先予測値を利用する。MSM は、水平間隔 5km の数値予報モデルであり、LFM とは水平格子間隔が異なるため、LFM と同一のメッシュに対応させた上で予測を行った (図 4-71)。

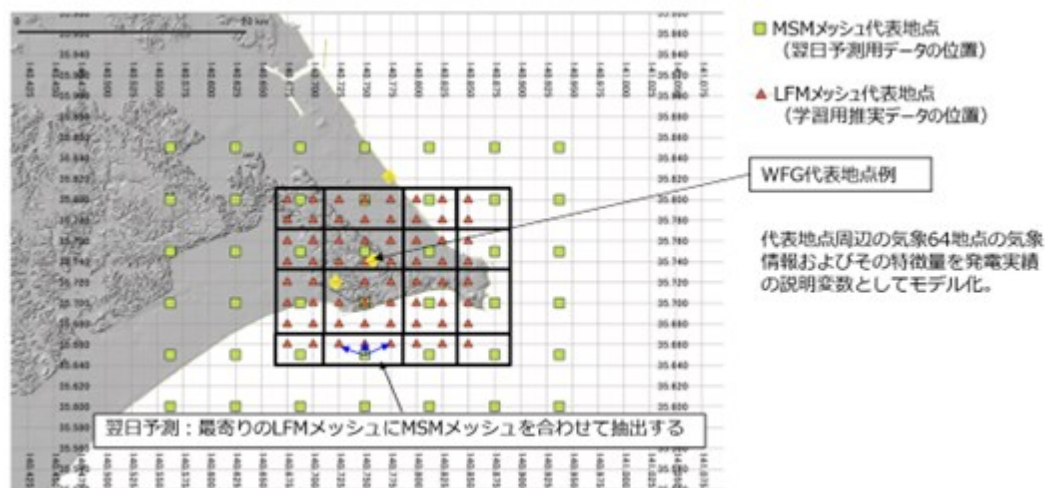


図 4-71 気象データと WFG 代表地点の位置関係例

出典) 国土地理院標高タイル (基盤地図情報数値標高モデル) ,
<https://cyberjapandata.gsi.go.jp/xyz/hillshademap/{z}/{x}/{y}.png>, 2023 年 10 月 16 日取得より作成

・予測モデル

本検討では、各 WFG の代表地点に対応する周辺の 64 (8 × 8) メッシュの局地解析値データと、それらをもとに作成した追加特徴量を機械学習モデルに利用した。予測モデル概要を表 4-20 に示す

表 4-20 予測モデル概要

条件項目	詳細
予測要素	WFG 単位の総発電量[MW]
特徴量	各メッシュにおける風速、風向、湿度、他（地上 10m）
学習モデル	LightGBM
学習期間	2019 年 9 月 22 日～2022 年 3 月 31 日 （検証期間を除く）
検証期間	学習期間内各月 1 か月間
テスト期間	2022 年 4 月 1 日～2023 年 3 月 31 日
評価指標	%MAE（定格設備量で正規化した MAE）
目標値	テスト期間誤差 20%以内

・予測精度結果

全 31 モデルでテスト期間（2022 年 4 月 1 日 00:00～2023 年 3 月 31 日 23:30）の発電量を予測した際の最も良かったモデル（ベストモデル）における評価値をまとめたものを表 4-21 に示す。予測対象である全 8WFG について、推定実績・5 時間先予測・翌日予測の全断面において誤差率 20%以内を達成した。

気象誤差の少ないと考えられる推定実績基準の評価では、平地・海岸付近の方が総じて精度が良い傾向にあることがわかる。

表 4-21 精度評価結果

Group	設備量 [MW]	推定 予測精度 [%MAE]	5h 先 予測精度 [%MAE]	翌日 予測精度 [%MAE]	地点特徴
A	10.0	9.11	9.70	9.68	山岳地帯
B	80.3	5.18	10.76	9.40	平地かつ海に近い
C	46.0	5.85	8.53	10.00	平地かつ海に近い
E	50.1	7.36	9.04	9.28	山岳地帯, 比較的海に近い
F	34.0	7.28	9.93	10.79	山岳地帯, 比較的海に近い
G	74.0	10.65	17.48	15.70	山岳地帯
H	16.0	10.17	14.31	15.00	山岳地帯, 近傍に湖・市街地
I	66.0	9.80	10.94	13.45	山岳地帯, 近傍に湖

・特徴量重要度

各グループ、全 31 パターンのモデルのうち、テスト期間（2022 年 4 月 1 日 00:00～2023 年 3 月 31 日 23:30）における予測精度が最も良かったモデルにおける、各グループの風速特徴量重要度の結果を図 4-72 に示す。重要度の score が高いほどそのメッシュの風速が予測に寄与していることを表す。

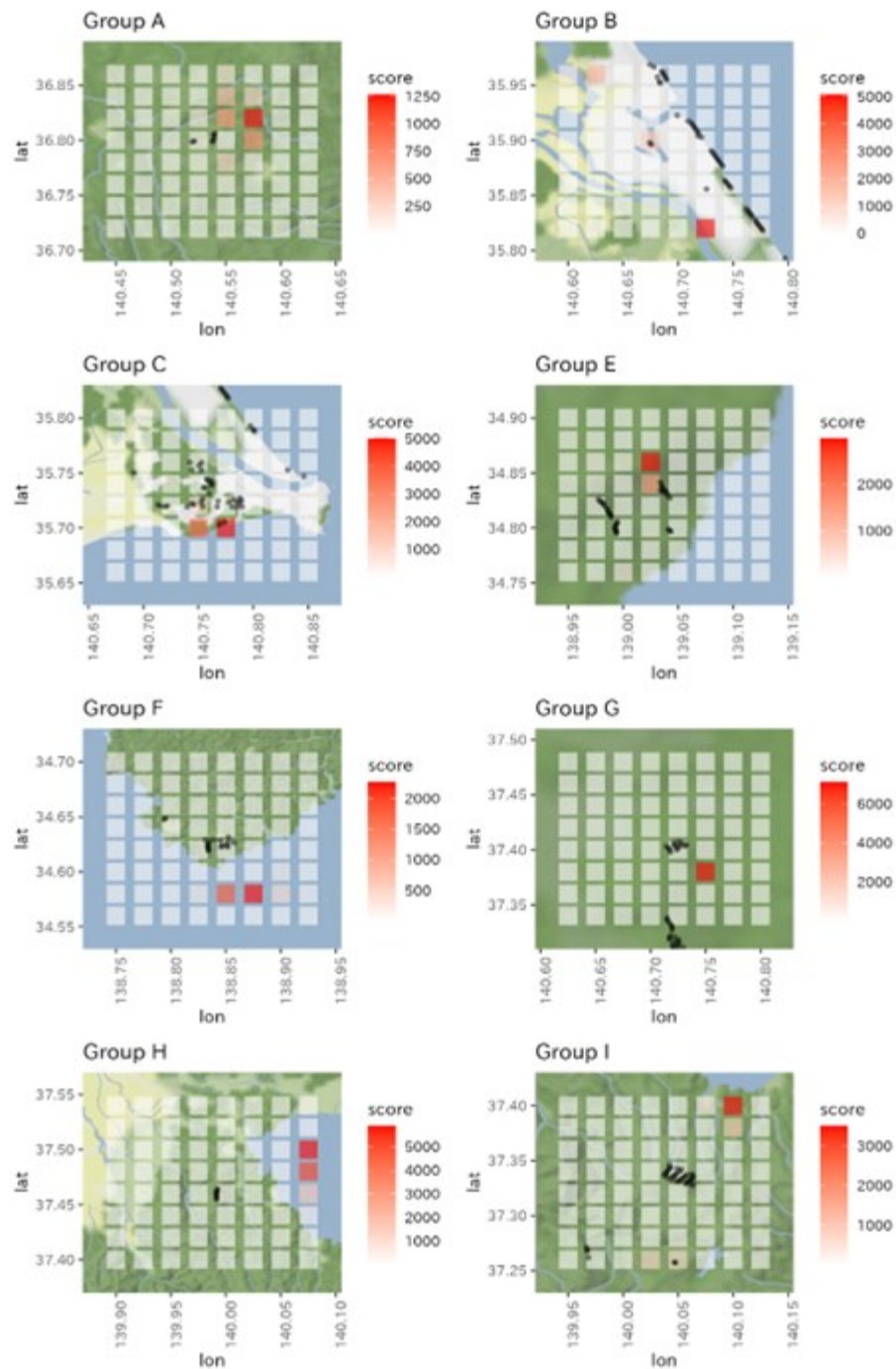


図 4-72 メッシュごとの特徴量重要度（風速）

Map tiles by Stamen Design, under CC BY 3.0. Data by OpenStreetMap, under ODbL.

予測精度の評価値については、各 WFG の地形の特徴を踏まえると、平地・海岸付近の方が総じて精度が良いことがわかる。月別の予測精度を見ても、Group B/C の平地の地点や、Group E/F のような海に近い地点の方が安定した予測精度を示している一方、Group A/G/H/I のような山岳地帯の場合、月毎の予測精度の変動も大きい傾向にあることがわかる。誤差率分布の傾向を見ても、海に近い地点に対して、山岳地帯の場合の方が分布の裾が広く、おお外しの頻度が多いことがわかる。これは、山岳地帯では山の高低差や複雑地形の影響により局所的な風速変化の影響を受けやすく、推定気象実績自体の精度が平地よりも低いためと考えられる。

予報値基準を含めた全体的な精度については、推定実績・5 時間先予測・翌日予測の全断面において誤差率 20%以内を達成した。一方で、Group A/E/F では推定実績基準と予報値基準での予測精度の差異が明確に表れなかった。これには以下の理由が考えられる。

1.山岳地帯では山の高低差や複雑地形の影響により局所的な風速変化の影響を受けやすいため、推定気象実績自体の精度が平地よりも低く、予報気象と推定実績気象の精度の差異が少ない。

2.設備容量に対して低い水準の発電量の頻度が多い Group では、MAE の値が設備容量に対して小さくなり数値上の差異が出づら。

各グループの特徴量重要度を見ると、必ずしも風車の位置と近いメッシュが重要とは限らず、周辺のメッシュの重要度の高い場合が多い。Group C/F/H/I については、近傍の海・湖付近のメッシュの重要度が高くなっている。Group E については、周辺でも比較的標高の高い山頂付近のメッシュの重要度が高くなっている。これは、風車のハブ高は少なくとも地上 60-70m 程度であると推定されるのに対し、本検討で利用している LFM のデータでは地上 10m 風を利用している。本来発電量と相関の高い風は、地上ではなくハブ高付近の風であるので、障害物の少ない海上・湖上・山頂付近の風の傾向が、実際のハブ高の風速と近かったことにより、このような結果を示した可能性が考えられる。

また、採用メッシュ変更による予測精度評価を実施し、各グループにおける特徴量重要度の分布・風車の推定位置・地形の情報をもとに、気象データの採用メッシュ数は変更せず、位置のみを変更した場合、予測精度にどの程度の変化が生じるかを検討した。採用する気象データのメッシュを変更することによって、わずかに精度が低下している Group もあれば精度が向上する Group もあった。

本検討では、風車位置と特徴量重要度からの仮説をもとに、恣意的なメッシュ選択をしている。最適なメッシュ選択に向けては、ある程度大きな範囲から重要度の高いメッシュのみを機械的に選択するなどの検討の余地もあると考えられる。

(3) 発電所詳細データを活用したローカル発電出力予測手法の検討

ローカル風力発電出力予測では、エリア予測と比較すると、個々の風車の出力変動の影響を受けやすく、予測精度が低下することが考えられる。したがって、予測精度を改善するためには、個々の風車の出力情報や、そのほかの風況観測値といった種々のデータがどのように予測精度改善に効果があるのかといった検証が必要である。

以上から、本項目ではローカル風力発電出力予測手法を開発するにあたり、予測精度改善に効果があると考えられる個々の風車情報や、風況観測値を取得したうえで、構築した予測手法の予測精度評価を実施することで、種々のデータの活用可能性について検討を行った。

東北域及び関東地域にある 3 つの風力発電所を予測対象とし、予測対象発電所の位置を図 4-73 に示す。



図 4-73 予測対象発電所の位置

SCADA システムにより、発電実績値や風車稼働情報といったデータを取得したうえで、それぞれの発電所付近に新たに風況観測機器を設置し、風況観測値も取得した。今回使用した観測機器に関する特徴を表 4-22 に示す。

表 4-22 風況観測機器の特徴

	SCADA(ナセル)	風況観測マスト	LiDAR
メリット	安価であり、風車の運転状況の把握に活用できる	地形によらず、精度よく風況観測が可能	高高度の測定が可能
デメリット	風車の後流の影響を受けるため、精度に課題あり	高高度測定ができない	高価であり、複雑な地形の場合、精度が低下する

・予測精度評価結果

予測精度評価の結果について青森サイトの予測先日別 MAE を図 4-74 示す。MAE については、他 2 サイトとも同様の傾向であり、①から⑤まで順番に MAE が小さくなっていることが分かる。また、③と④については、従来手法に比べて予測精度が改善していることから、風況観測値の予測精度向上効果が確認できる。さらに、③と④は同程度の予測精度であることから、適切に実績データの処理を行うことで、風況観測マストの代替として LiDAR の利用も可能であると言える。

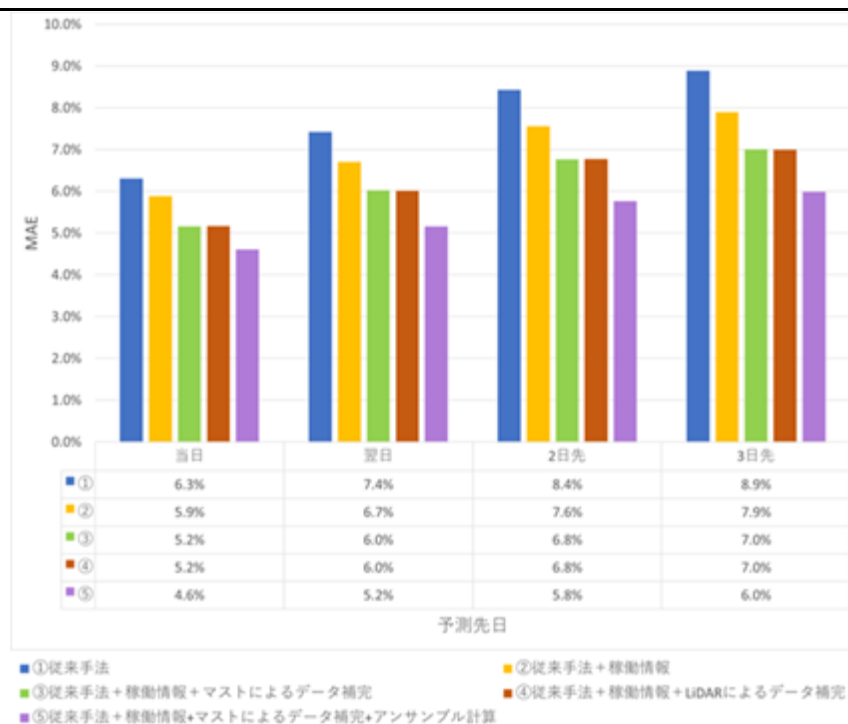


図 4-74 予測先日別 MAE（青森サイト）

本検討では、SCADA システムにより収集した実績データ及び風車情報、風況観測マスト及び LiDAR により取得した風況実績値、海外気象機関を含む数値気象予報値といった各種データを活用した WF 単位の発電出力予測手法を構築し、その予測精度評価を実施することで、各種データの活用可能性について検討した。主な検討結果としては下記となる。

発電実績値のみを活用した従来手法に対して、風車の稼働情報や風況観測値を活用することで、予測精度が改善することを確認した。

LiDAR データについては、データのフィルタリングを適切に実施することで、風況観測マストと同程度の予測精度となることを確認した。

海外気象機関の数値気象予報値によるアンサンブル計算については、WF 単位の予測においても、予測の大外しの低減及び平均的な予測精度の改善効果が得られた。

4.3. (3) 需要のローカル予測精度の検討

テーマ名	4.3. 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討 (3) 需要のローカル予測精度の検討	達成状況	○
実施者名	東京 PG、東京 HD		
<アウトプット目標> 検討した送電系統毎での需要予測手法を改良し、その予測精度を地点別の需要予測手法の予測精度(誤差率10%台)と同程度とする。			
<目標達成状況> 既存の配電線単位の最大最小需要予測手法に、気温の2次を予測式に追加することで日単位の配電用変電所単位の需要予測手法に改良した。これにより、平均予測誤差率10%前後となり、予測精度目標(誤差率10%台)を達成した。			
<成果の内容> ローカルエリア向けの需要予測方法を開発するため、既開発済みの需要家契約データ等を用いた配電線区間単位の需要予測方法を改良することで、より広域な配電用変電所単位での需要予測手法を重回帰分析等の統計手法により開発した。また、開発した手法により予測した場合の精度の評価を実施した。 (1) 既存の配電線単位需要予測手法 既存の配電線単位の予測手法は配電線毎に需要家の契約高を集計し、それに重回帰分析で得られた偏回帰係数を乗じることにより、時間毎に実負荷電流値を予測し、夜間の予測値と実測電流値との差を一律補正值として全時間帯を補正することでPVが連系されている配電系統においても予測が可能な手法である。 次に予測の手順は以下の通り。 ①各契約を4つの種別(電灯・動力・業務用・高圧)に振り分ける。 ②配電線区間毎に契約の構成比率毎に4つのクラスに振り分ける。 ③各種別・各クラス毎の契約容量に偏回帰係数を掛ける。 ④③に電流実績をもとにした誤差補正值を足す。 (2) 既存の配電線需要予測から配電用変電所需要予測への改良概要 既存の予測手法は配電線単位の月単位最大または最小需要予測であるため、これを配電用変電所単位の日単位の需要予測手法へ改良開発する。図4-75に改良開発するイメージを示す。気象データ等を用いて月単位の最大または最小需要予測を日単位の需要予測が可能となるよう改良開発し、その後、配電用変電所単位に集約することにより最終的な配電用変電所単位の日々の需要予測が可能となるように改良していく。			

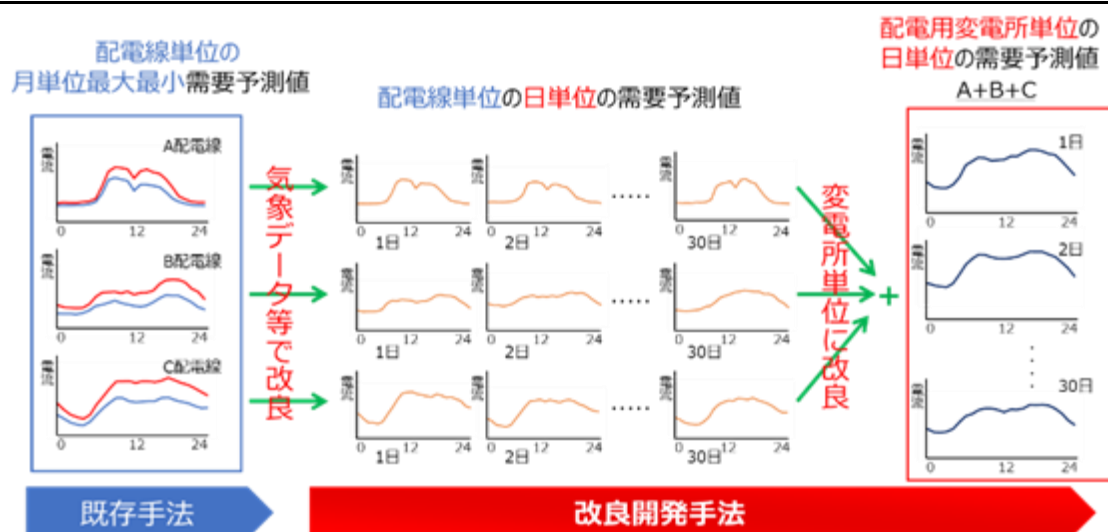


図 4-75 開発する予測手法のイメージ

(3) 月単位予測から日単位予測への改良

「月最大最小需要予測」から「日単位需要予測」へ改良するのに活用するデータとして、気象データの分析から気温が電流値と相関の高い指数と見だし、「月最大最小予測」と気温を使用し予測式を作成した。既存の月単位の最大予測値を最高気温時とし、最小予測値を最低気温時のものとする。最高気温と最低気温の間の気温の予測値は、気温に比例させ電流値とすることで予測をする。

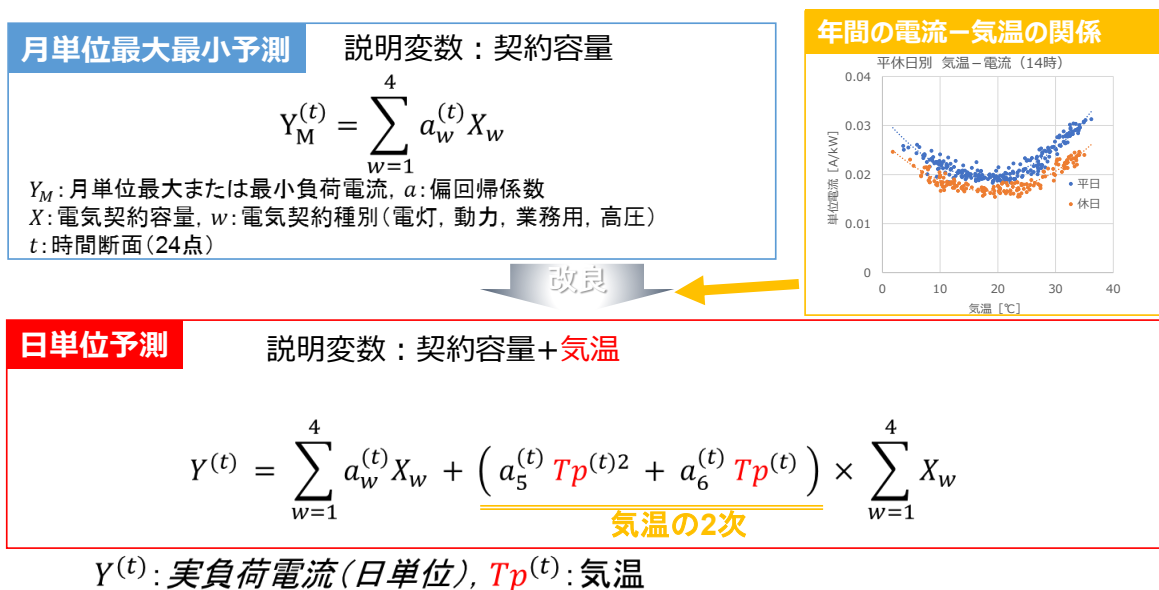


図 4-76 月最大最小需要予測」から「日単位需要予測」へ改良イメージ

結果として、全体の 95.5% (平日)、90.1% (休日) が絶対誤差率 20%以内で予測できた。

仮想変電所単位での日単位予測において平均絶対誤差率 10%以下の精度であり、目標とする予測精度 20%以内を達成し、本予測手法の有効性を確認できた。

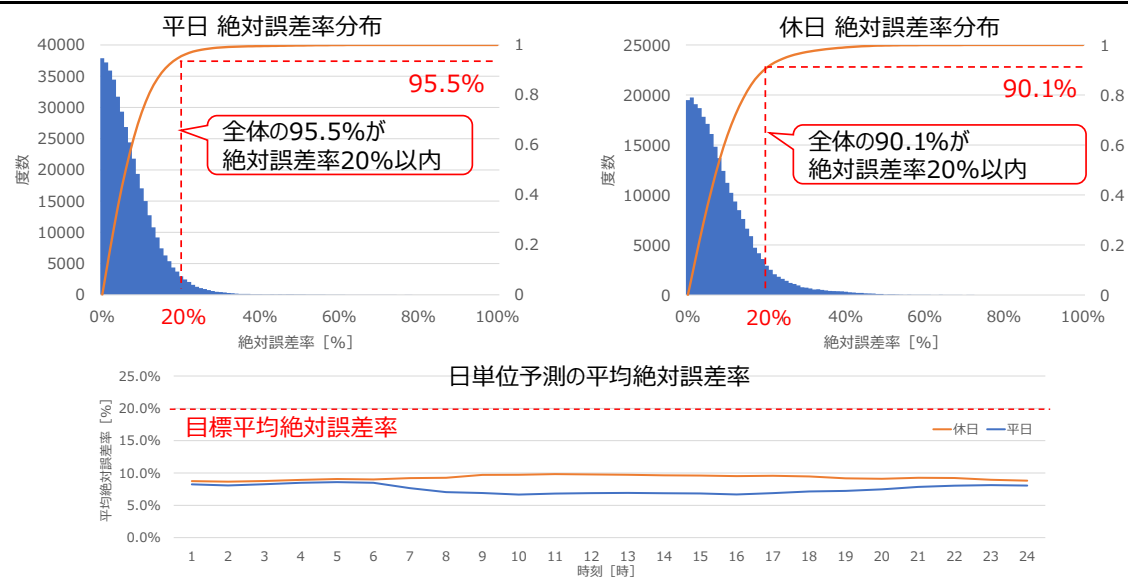


図 4-77 需要のローカル予測精度の評価結果

4.3. (4) 需給運用への予測選択手法の開発

テーマ名	4.3. 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討 (4) 需給運用への予測選択手法の開発	達成状況	○
実施者名	東京大学		

<アウトプット目標>

適用性評価方法の開発とこれによる指標体系に基づく需給運用への予測選択手法を開発し機能を検証する。

<目標達成状況>

指標体系については、予測誤差単独の指標、SCUC-SCED によるエリア全体での指標を開発した。これに続き、混雑管理を含めた運用のための指標として、東京上位 2 電圧モデルを用いて SCUC-SCED を用いた混雑判定の有効性を示した。

静的な予測選択により、過去のデータに基づき予測の特性を評価し、混雑と追加の出力制御の発生に着目した選択が可能であることをプロジェクト内で開発された予測に対して検証した。

<成果の内容>

電力システムに複数のローカル予測の適用を検討するにあたり、それらの予測が違う特性を持つ場合、電力システムの運用の状況により適切な予測を選択することが必要になる。本検討では、このニーズに応えるべくローカル予測の選択手法の開発と予測の適用性評価手法の開発を行った。

予測の適用性評価手法の開発の最初のステップとして、エリア予測に関する評価手法の検討を行った。まず、サンプルとなる予測の作成のための基礎的な入力データの収集と整備を行った。さらに、日射量と PV 発電電力（以下、PV 出力）のエリア予測、ローカル予測を作成した。また、プロジェクト内の他機関が開発した予測を対象として、エリア予測に関する適用性評価手法を開発し、各予測の適用性を評価した。

予測の適用性評価にあたって、ローカル予測のデータと電力システム運用モデルの開発の過程で利用可能な情報を活用する予測を評価する指標体系を 3 段階で開発した。一つ目の指標体系はエリア予測の誤差のみに着目し、2 つ目はエリア予測を用いた電力システム運用のシミュレーションによるエリア予測の誤差の影響を評価する。さらに、3 つ目の指標体系はローカル予測を用いた電力システムの運用のシミュレーションに基づく指標体系の開発と評価を行った。

各指標体系及び提案した評価手法により、エリア全体とローカルの PV 出力予測について、予測誤差と混雑管理を含め、電力システムの運用の視点で予測誤差の影響について包括的な評価を行うことができる。電力システムの運用において予測の指標体系を用いて年間の事後評価の結果により予測を選択できる。

また、月ごとや一日ごとでの特性により予測の選択が可能である。混雑の誤判定を重視する場合、事後評価による本評価手法を使って、複数の予測手法により特定の月の混雑判定の結果を分析して各月により適した予測手法を選択できる。

静的な選択手法では、佐京エリアの混雑管理に関して、1)エリアの下げ代と送電線の空き容量が予測区間上限値の幅をカバーできる、2)混雑を見逃しと正しく判定の状況、3)出力制御の増分が少ないという 3 つの条件で、1 年間の SCUC と SCED の結果に基づき、混雑の判定、出力制御量の計画及び運用費用の視点に基づく予測の評価及び選択が可能であることが示された。

動的な選択手法では、前日 SCUC の結果から、PV 出力の予測誤差に対するエリアの対応能力を示唆する「過少予測の最大値に対しブランチの空き容量、火力発電機の下げ代の 24 時間（48 断面）合計」が最小の予測を選択し、いずれもゼロの場合はコストが最小の予測を選択するという選択条件により、年間の追加出力制御量と発電コストについてパレート優位な動的な選択が行われたことが確認できた。

今回実施した動的選択アプローチは、前日の SCUC 結果に基づいており、過去の実績データを直接活用する手法ではない。過去の実績データやパフォーマンス履歴などの情報を統合するアプローチを採用することにより、予測選択の結果がパレートフロントに近接することが期待される。

今後の課題として、今回エリアに集中した PV 設備容量のシナリオで評価したが今後大量の再エネがエリア規模で分散されたシナリオにも予測の選択技術の開発が必要である。最後に本事業で紹介したコンセプトと開発した指標体系は今後、再エネの大量の導入シナリオがますます円滑に実現されるように電力システムの利害関係者のニーズに合わせて開発し続ける。

4.3. (5) ローカル日射予測に基づく PV 出力の系統制御特性の評価手法の開発

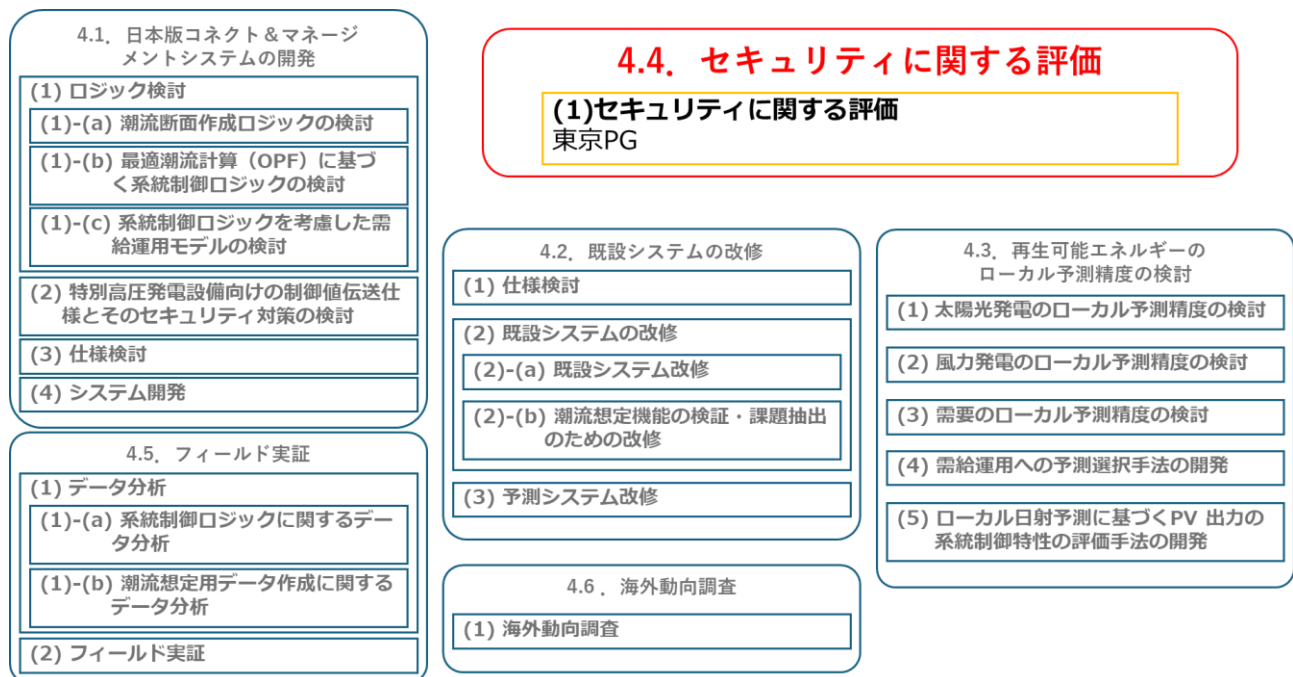
テーマ名	4.3. 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討 (5) ローカル日射予測に基づく PV 出力の系統制御特性の評価手法の開発	達成状況	○
実施者名	東京大学		
<アウトプット目標> 実証試験データに対し PV 出力制御モデルを用いた定量分析を実施し、PV 出力制御モデルの有効性を評価する。 <目標達成状況> ローカル日射予測技術の適用に向け、ローカルエリアの PV の出力分布に着目し、系統制御を確実かつ無駄なく計画し、出力制御マージンの管理を実施する手法を開発し、年間の出力制御量の低減効果と不足頻度を検証し、また運用によるデータ収集にもとづく機能改善のフローをまとめた。 <成果の内容> 系統制御時の PV 出力の制御特性の評価手法を開発し、実証試験データに基づく定量分析を実施し、分析をもとに大量に PV が導入された将来系統において、様々な PV を考慮した出力制御特性の検討を行った。本検討では、設置条件や過積載率の異なる太陽光パネルが大量に導入される将来系統において合理的な系統制御の実現のため、限られた PV 出力の実績データを用いて系統制御時の PV 出力の制御特性評価を行い、PV 出力制御（PV 制御）を精度よく実現するための指令値を算出する方法を開発した。 あるローカルエリアの発電出力予測値を元に系統の混雑を考慮し PV 制御を行うときに、一番単純な方法は、制御出来るすべての PV の出力がすべて同一の定格値と仮定し制御指令値を求める方法である。しかし各 PV はその場所での天気、設置条件、過積載率、建物や地形による影、メンテナンスや故障による出力の低下などがあり、出力がすべて同一の定格値となっていない。 より合理的な系統制御を行うため、エリアの過去の PV の発電実績から発電出力の分布の特徴を分析し、その分析した出力分布から制御特性を導き出す手法とすることにした。 結果として、制御指令値関数（PVCF）はエリア内の限られた PV 実績データで作成出来ることが示された。PVCF をその特性(エリア地域性、発電出力帯別、ファーム型・ノンファーム型)に合わせ作成すると、対象時刻の制御指令値とエリア出力の関係式 OCNF の特性を正しく捉えていることがわかった。 PVCF 作成に使用するデータが 1 ヶ年程度であると「月」「時」「出力帯」のグループデータ数が少なく、月・時刻・発電出力予測から選択した PVCF が安全サイドになっていない OCNF ケースが存在したが、限られた PV 出力データから作成した PVCF 作成方法は合理的であると言え、現時点でもある程度実用的に使用出来ることが示唆された。 本手法で作成した PVCF は追加収集したデータを用いて改良することが出来る。より精度を高めるため、PV 制御がかかっていない実績データを集めることが重要である。			

4.4. セキュリティに関する評価

●実施テーマと実施スケジュール

実施テーマ	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度
(1) セキュリティに関する評価 ・リスク評価・対策検討 ・ペネトレーションテスト ・評価				

●実施体制



●テーマごとの目標達成状況と成果の内容

4.4. (1) セキュリティに関する評価

テーマ名	4.4. セキュリティに関する評価 (1) セキュリティに関する評価	達成状況	○
実施者名	東京 PG		
<アウトプット目標> 2022 年度～2023 年度において、ペネトレーションテストにより、リスク評価の妥当性を確認し、セキュリティ対策の効果検証及び課題の洗い出しを完了する。 <目標達成状況> ペネトレーションテストを完了し、課題を抽出し必要なセキュリティ対策を講じた。 <成果の内容> 外部のセキュリティ診断専門企業に委託して、開発システムのセキュリティリスク机上検討及び対応策について検討を行った。リスク評価においては、各拠点に含まれるサーバ機器とその重要機能、保存している重要データと接続方法、関連する人を整理してモデル化、NIST SP800-30r1 に基づく網羅的な脅威の一覧を用いて脅威・脅威の源・脅威対象を洗い出し、約 5000 件の攻撃シナリオを評価した。リスク評価の結果として脅威を抽出した。 続いて、リスク評価によりリスク高または中と判定された脅威に関して、当初想定の実施した場合は対策評価を実施し、追加対策が必要な箇所については、日本版コネクト&マネージメントシステムのプログラム完成後ソースコードセキュリティ診断を実施し、結果に応じてプログラミング修正を行うこととした。また、検討したセキュリティ対策については、日本版コネクト&マネージメントシステムのセキュリティ仕様書に反映した。			

4.5. フィールド実証

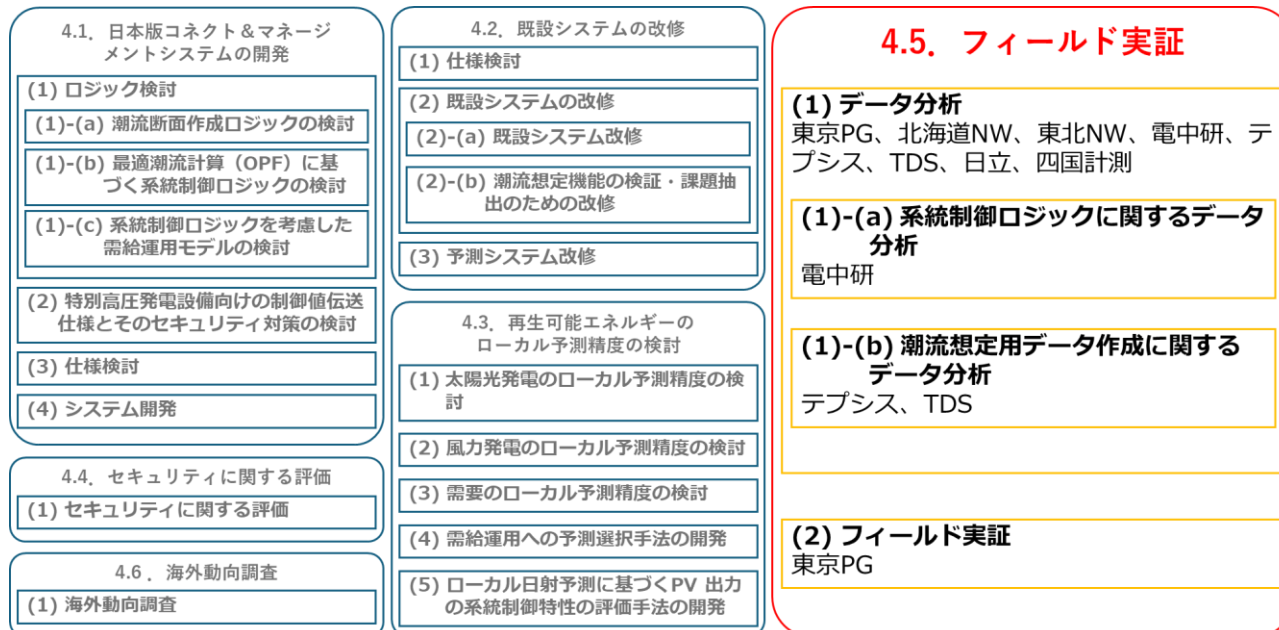
開発したシステムの妥当性を評価するうえで、実際の出力制御機器へ出力制御信号を与え、実機器の応動結果が、システムの演算結果となっている事を確認するため、東京エリアのローカル系統でフィールド実証を実施し、配信した出力上限値に基づき出力制御を実施している事を確認した。

また、試験系での検証として、システムで作成した想定潮流と実績潮流を比較検証し算出ロジックの妥当性を評価したうえで、予測誤差を踏まえた必要マージン量について整理した。

●実施テーマと実施スケジュール

実施テーマ	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度
(1) データ分析				
(1)-(a) 系統制御ロジックに関するデータ分析				
(1)-(b) 潮流想定用データ作成に関するデータ分析				
(2) フィールド実証				
・実証・評価方法の検討				
・実証の実施調整				
・実証設備の構築				
・フィールド実証試験				

●実施体制



●テーマごとの目標達成状況と成果の内容

4.5. (1) データ分析

テーマ名	4.5. フィールド実証 (1) データ分析 (1)-(a) 系統制御ロジックに関するデータ分析 (1)-(b) 潮流想定用データ作成に関するデータ分析	達成状況	○
実施者名	東京 PG、北海道 NW、東北 NW、電中研、テプシス、TDS、日立、四国計測		
<アウトプット目標> フィールド実証で得られたデータについて、潮流想定ロジック・制御ロジックによる算出結果及び実系統の実績データと比較・分析し、評価したうえで実運用を考慮した算出ロジックを決定する。 全系統において、状態推定ロジックの検証を実施し、フィールド適用が可能である精度を有していること、将来系統への拡張性を有していることを確認する。 全系統において潮流断面作成ロジックの検証を実施し、フィールド適用可能な精度を有していることを確認する。			
<目標達成状況> システムで作成した想定潮流結果から、予測誤差を分析し、予測誤差を踏まえた必要なマージン量の算出方法及び、見直し時期について確立した。 マージン量については、検証から系統規模により予測誤差が異なる事を確認し、一律ではなく、系統毎に設定する必要がある事を整理した。 検証の結果、群馬エリアの 1 ローカル系統では 10%程度のマージンが必要であることを整理した。			
<成果の内容> システム仕様に反映した潮流想定方法及び系統制御ロジックの有効性や適用性、調整力やエリアの需給状況に与える影響等をデータに基づいて分析実施した。 データ分析において、フィールド実証で得られたデータについて、潮流想定ロジック・制御ロジックによる算出結果及び実系統の実績データと比較・分析し、評価したうえで実運用を考慮した算出ロジックを決定した。 (1) 系統制御ロジックに関するデータ分析 本検討では DCOPF に基づく混雑処理ロジックのデータ分析、将来の系統制約管理に資する ACOPF ベースの電力潮流解析技術の検討、電力潮流解析に関する先駆的技術の海外調査を実施した。 2022 年度から 2023 年度において、先駆的技術の海外調査を実施するとともに、ACOPF に基づく系統制約評価の概念実証モデルを構築し、将来の系統制約管理への適用を検討した。成果としては、LMP の最適感度ΔLMP に基づく系統指標を提案した。活用先としては、将来の市場主導型（ゾーン制・ノード制）の系統制約管理ロジックを想定している。 ・ΔLMP により、系統制約の影響を母線/ゾーン毎にコスト化が可能となる。 ・混雑/非混雑系統の判別、混雑の厳しさのレベル化、いつの時点で、何処に、どれだけのコスト的影響があるのかを評価などへの利用が期待できる。 ・ΔLMP は、系統の運用者と利用者の双方に有用な指標としての活用が期待できる。 ✓ 系統運用においては、系統の何処にどれだけの供給力・調整力を準備すべきか、の情報 ✓ 系統利用においては、系統制約を考慮した経済的な電源の配置や運用の事業性の検討に資する情報			

(2) 潮流想定用データ作成に関するデータ分析

佐京連系線系統、ローカル系統を用いた検証において、想定精度を高めるため、固有負荷想定誤差、発電予測・計画誤差、その他誤差に誤差要因を分類し、詳細なデータ分析を実施した。

・佐京連系線における精度向上の検討

佐京連系線におけるデータ分析の結果、精度向上策として、特別高圧需要家等の負荷想定補正や再給電方式による基幹系統の送電線補正といったロジックを追加することで、昼間帯における平均誤差が 2.6%に、最大誤差は 4.2%まで改善することを確認した。(図 4-78)

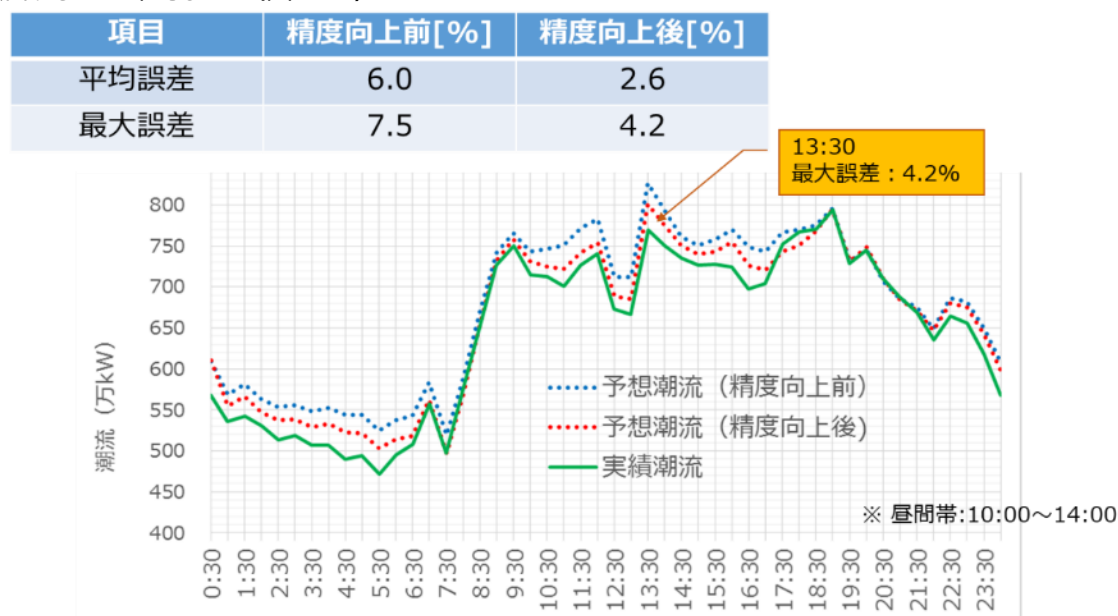


図 4-78 佐京連系線における精度向上結果

・ローカル系統における逆潮流計測不可配変の潮流推定

配変の実績値は逆潮流対応 TM と順潮流 TM の 2 種類がある。逆潮流対応 TM はそのまま使用できるが、順潮流 TM は逆潮流時間帯にゼロが出力されるため補間が必要である。補間方法は、以下の 2 通りの方法を検討した。

✓ 次のランキングの値を使用する。

✓ 送電線内の差し引きから配変の実績値を推定する。

ローカル系統の送電線内の複数の配変について、各々の方法で推定した。

推定値の精度を確認するため、配電系統における配変に接続する配電線の送り出し箇所の計測値を参考情報として使用した。(配電系統の潮流情報は、給電システムで採取していないため、現状、C&M システムでは使用できない)

送電線の差し引きによる推定が次のランキングを適用する手法に比べて精度が高いことを確認した。また、以下の図 4-79 は配電系統の計測値と重ねることで比較した結果である。配電系統の計測値と補間値がほとんど一致することが確認できた。

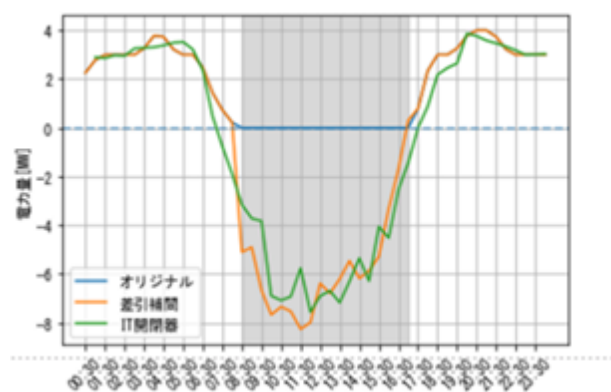


図 4-79 配電系統の計測値との比較

以上の結果から、配変の補間は送電線内の差し引きから算出することとする。

・その他の誤差要因

その他の誤差要因は、需要想定誤差や需要カーブの違いによる誤差に起因する固有負荷想定誤差、再エネの出力予測と実出力との差異、電源Ⅲなどの発電事業者の計画提出値と実出力との差異、テレメータ誤差、変電所所内負荷などのオンライン計測が困難なデータ誤差などが考えられる。これらは、現在の電力設備上、ある程度の精度向上限界があるため、系統ごとの特性を見つつ、適正な安全マージンを設定していくことが必要である。

4.5. (2) フィールド実証

テーマ名	4.5. フィールド実証 (2) フィールド実証	達成状況	○
実施者名	東京 PG		
<アウトプット目標> 需給制約と系統制約の協調運用が図れ、混雑を発生させることなく適正運用ができることを可能とする。 インターネットによるスケジュール配信（高圧以下電源）と、専用回線による出力制御（特別高圧電源）に対し、適正な運用を可能とする。 上記についてフィールド実証にて確認し、開発システムの効果確認と課題の抽出を実施する。			
<目標達成状況> 実制御検証において、高圧事業者（5 社）に対してインターネットを介して出力上限値についてスケジュール配信を実施し、配信した出力上限値に基づき出力制御を実施している事を確認した。 特高事業者（4 社）に対して、出力制御を実施し、系統に与える影響について評価を実施。ループ系統における潮流感度も踏まえ演算結果と実制御結果の妥当性を確認した。			
<成果の内容> フィールド実証については、システム単体での検証と、実系統で実際に出力制御を実施しての検証の2つで確認・評価を実施した。 システム単体での検証については、出力制御を算定するうえで必要となる、想定潮流について、ロジック検討で構築した仕様の妥当性の確認・評価を実施した。 また、ノンファーム方式による出力制御により系統混雑が解消できるか、ロジック検討で構築した出力制御演算仕様について妥当性の確認・評価を実施した。 実系統で実際に出力制御を実施しての検証については、東京電力パワーグリッド管内のノンファーム適用系統にて実施した。 実際の出力制御機器へ出力制御信号を与えることで、実機器の応動結果が、システムの演算結果となっていることの確認と、出力制御による系統の潮流変化を確認した。 上記を実施するにあたり、実証の対象となる系統にノンファーム型接続電源の連系が少なく、検証の評価が得られない虞があったため、ファーム型接続電源に協力を頂き検証を実施した。			
(1) 系統混雑解消のためのフィールド実証 本システムは、系統混雑が生じるような状況化で適切な混雑管理を行い、制御対象となる電源に対し、確実に出力制御を実施することで系統混雑を解消する事を目的に、フィールド実証においては、以下の項目を評価し、その結果を出力制御量算出のロジック修正や予測精度向上にフィードバックした。 a. 想定潮流の妥当性 b. 制御量算出ロジックの妥当性 c. 実制御後の混雑解消			
フィールド実証については、以下の2段階に分けて実施した。 実証試験① 本システム単体での検証 実証試験② 実際の出力制御機器を制御して検証			

実証試験① 本システム単体での検証

系統制御に関する出力制御量は、本システムで作成した想定潮流をもとに算出するため、想定潮流精度の妥当性を評価する必要がある。

また、想定潮流は自然変動電源や需要変動の影響による想定誤差が不可避なため、適切なマージン量を確保したうえで出力制御量を算出する事が必要。

そのため、本システムで作成した想定潮流と実績潮流の差異を分析し、妥当性評価とマージン量の算出を実施した。

東京エリアの 154kV 上越幹線において、複数日の昼間時間帯の想定潮流と実績潮流の平均誤差について算出した結果、曇りの日と晴れの日で誤差が異なる事が分かった。太陽光発電所が多く連系している系統での混雑については太陽光発電が多く出力する晴れの日に着目した場合、平均誤差は 1%～2%程度の誤差がある事が分かった。

また、想定潮流と実績潮流のズレ (ΔP)を求め、正規分布に置換えた時の $3\sigma(99.7\%)$ 値からマージン量を算出した結果、現時点では晴れの日で 10%程度必要と評価した。

※ $3\sigma(99.7\%)$ 値を使用しているものの、上振れ誤差側を考慮し 0.3%の半分で評価している。

※評価した時間帯については、本系統は太陽光発電の連系が多いため、太陽光発電出力が大きくなり系統混雑が生じやすいと想定される 11:00～14:00 の時間帯とした。

なお、本評価については一例であり、予測誤差は不可避であること、かつ、送電線に接続する電源や需要等により、想定誤差の生じやすさが異なるため、マージン量は系統一律とはせず、送電線ごとに設定する必要がある。

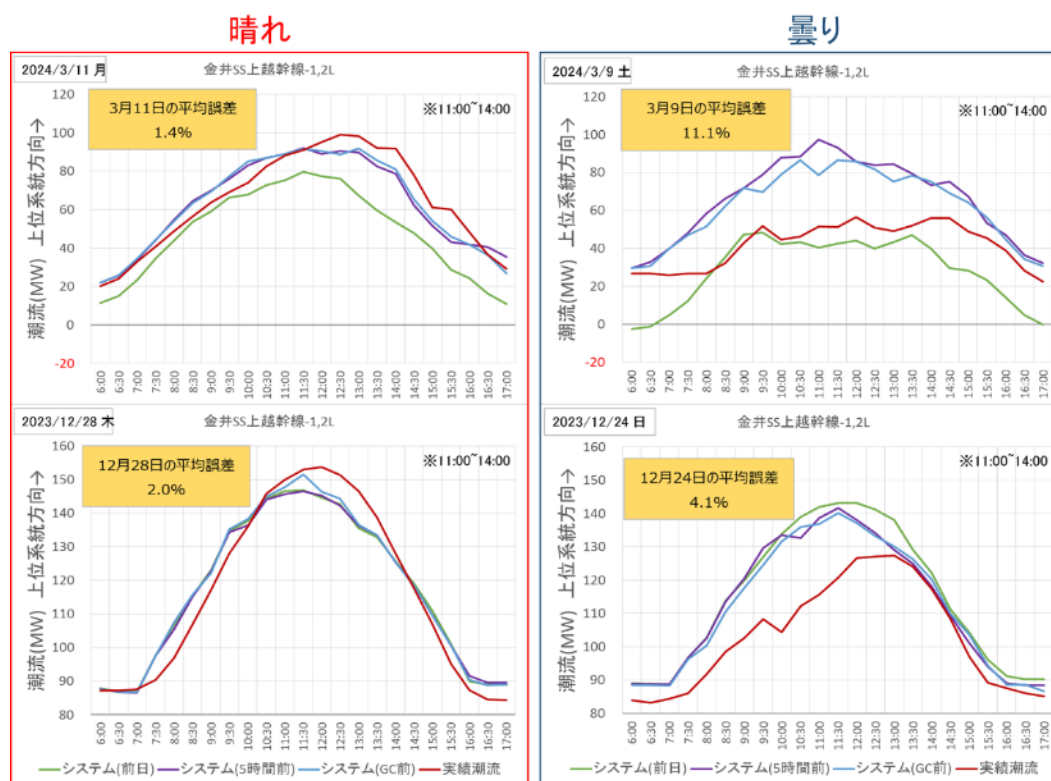


図 4-80 日ごとの実績潮流と想定潮流結果

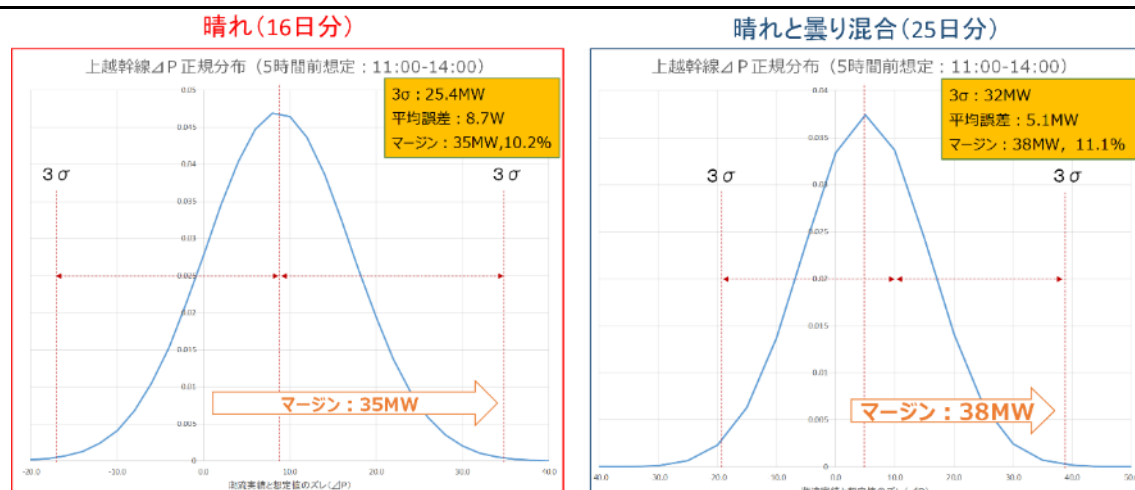


図 4-81 複数日の想定誤差正規分布 3σ

系統混雑が生じるような状況化で、制御対象となる電源に対し、確実に出力制御を実施することで系統混雑を解消する事を確認し妥当性を評価した。

図 4-82 演算結果 制御前潮流結果のとおり、仮想的に系統混雑を模擬するため、送電線の運用設定値を下げた値に設定（本試験では 11MW）し、想定潮流演算を行った結果、システムにて混雑と判定し赤色となる事を確認した。

系統混雑に伴う、出力制御量について図 4-83 演算結果 必要制御量算出結果のとおり算出し、当該混雑系統に接続するノンファーム電源に対し、発電計画値に対する一律制御量を図 4-84 演算結果 制御量配分結果の通り配分する事を確認した。

ノンファーム電源が、配分された制御量にて出力制御した結果の潮流演算結果を確認した結果、図 4-85 演算結果 制御後潮流結果のとおり当該送電線の混雑が解消されている事を確認した。



図 4-82 演算結果 制御前潮流結果

設備名	電気所名	混雑量最大
富池線 1号 (那須野 S S-BR01)	那須野 S S	0.9
西那須野線 1号 (BR02-BR03)		-
富池線 1号 (湯津上 S S-BR0)		-
富池線 1号 (馬頭 S S-BR11)	馬頭 S S	-

必要制御量

図 4-83 演算結果 必要制御量算出結果

電気所名	電源種別	燃種	制御前出力値	制御量
事業者1	ノンファーム再エネ	太陽光	5.0	-0.3
事業者2	ノンファーム再エネ	太陽光	5.0	-0.3
事業者3	ノンファーム再エネ	太陽光	7.0	-0.4

事業者ごとに一律制御配分

図 4-84 演算結果 制御量配分結果

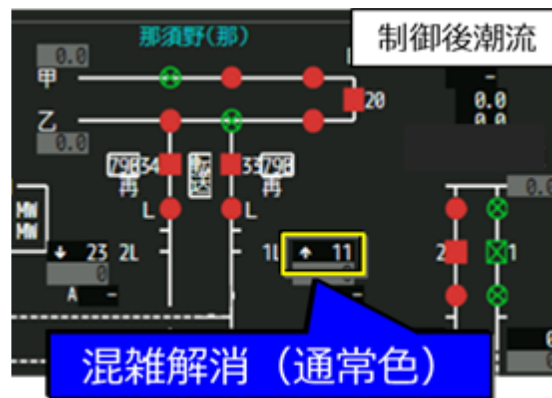
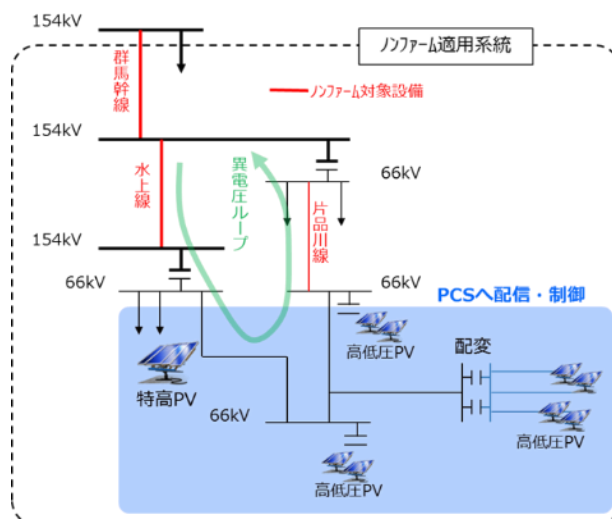


図 4-85 演算結果 制御後潮流結果

実証試験② 実際に出力を制御して検証

実証試験の対象エリアとしては、2021 年 4 月時点で東京エリアにおいてローカル系統のノンファーム試行運用を開始した群馬エリアを選定し、高圧・特別高圧の太陽光発電事業者を対象に実証試験の参加を募集し、参加意思決定を示した事業者に対し試験を実施した。

実証系統については 154kV、66kV の異電圧ループ系統を構成するエリアにて実施した。



左図系統への連系個所数
(154,66kV/V)

種類	個所数
水力	39
配電用変電所	22
PV	5
バイオ	1
需要家	17

※ 高低圧PVは配電用変電所の2次系に連系

図 4-86 実制御検証対象エリア

出力制御の検証として、以下の 2 つの目的をもとに実証試験を実施した。

・検証Ⅰ：実機器の応動確認

実際の出力制御機器が出力制御信号を与える事で、システムの演算結果に基づき、実機器が応動することを確認する。

・検証Ⅱ：系統の影響確認

系統混雑の解消のため、システムの演算結果に基づいて機器が応動し、潮流が変化する事による、系統に与える影響を確認する。

検証Ⅰ（実機器の応動確認）

実機器への応動確認においては、出力制御機器へ出力制御信号を与える必要があるため、接続ルールとして出力制御機能付 P C S 等の設置が必須である高圧発電事業者の 5 箇所の発電所を対象に 10:00～15:00 でステップ的な出力制御試験を 3 日間実施した。

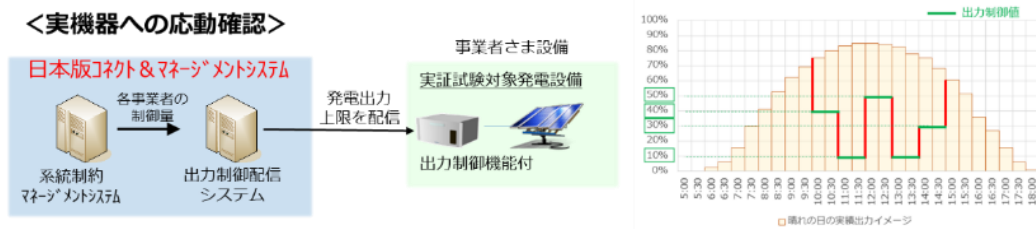


図 4-87 実機器への応動確認試験イメージ

	10:00 ～ 10:30	10:30 ～ 11:30	11:00 ～ 11:30	11:30 ～ 12:00	12:00 ～ 12:30	12:30 ～ 13:00	13:00 ～ 13:30	13:30 ～ 14:00	14:00 ～ 14:30	14:30 ～ 15:00
出力制御上限率	40%	40%	10%	10%	50%	50%	10%	10%	30%	30%

出力制御上限率：出力上限値／同時最大受電電力

図 4-88 出力制御時間及び出力制御上限率

本システム（出力制御配信システム）にて試験対象事業者へ図 4-89 出力制御配信システムでの上限値設定状況とおり出力上限値を配信し、図 4-90 発電事業者ごとの上限値取得結果のとおりに各対象事業者の出力制御ユニット等で正常に出力上限値を取得できている事を確認した。

図 4-89 出力制御配信システムでの上限値設定状況

事業者A					事業者B				
時間	指令タイプ	指令モード	発元	内容	時間	指令タイプ	指令モード	発元	内容
2023-11-15 09:59:57	有効	遠隔出力制御	Remote output control	P_percent:40.0%	2023-11-15 09:59:57	有効	遠隔出力制御	Remote output control	P_percent:40.0%
2023-11-15 10:59:57	有効	遠隔出力制御	Remote output control	P_percent:10.0%	2023-11-15 10:59:57	有効	遠隔出力制御	Remote output control	P_percent:10.0%
2023-11-15 11:59:57	有効	遠隔出力制御	Remote output control	P_percent:50.0%	2023-11-15 11:59:57	有効	遠隔出力制御	Remote output control	P_percent:50.0%
2023-11-15 12:59:57	有効	遠隔出力制御	Remote output control	P_percent:10.0%	2023-11-15 12:59:57	有効	遠隔出力制御	Remote output control	P_percent:10.0%
2023-11-15 13:59:57	有効	遠隔出力制御	Remote output control	P_percent:30.0%	2023-11-15 13:59:57	有効	遠隔出力制御	Remote output control	P_percent:30.0%
2023-11-15 14:59:57	有効	遠隔出力制御	Remote output control	P_percent:100.0%	2023-11-15 14:59:57	有効	遠隔出力制御	Remote output control	P_percent:100.0%

上限値取得

上限値取得

図 4-90 発電事業者ごとの上限値取得結果

対象発電所が出力上限値を取得し、上限値どおり実際の発電出力が制御されているかについて、発電事業者の運転データを収集し確認した結果、出力上限値以内で制御されている事を確認した。

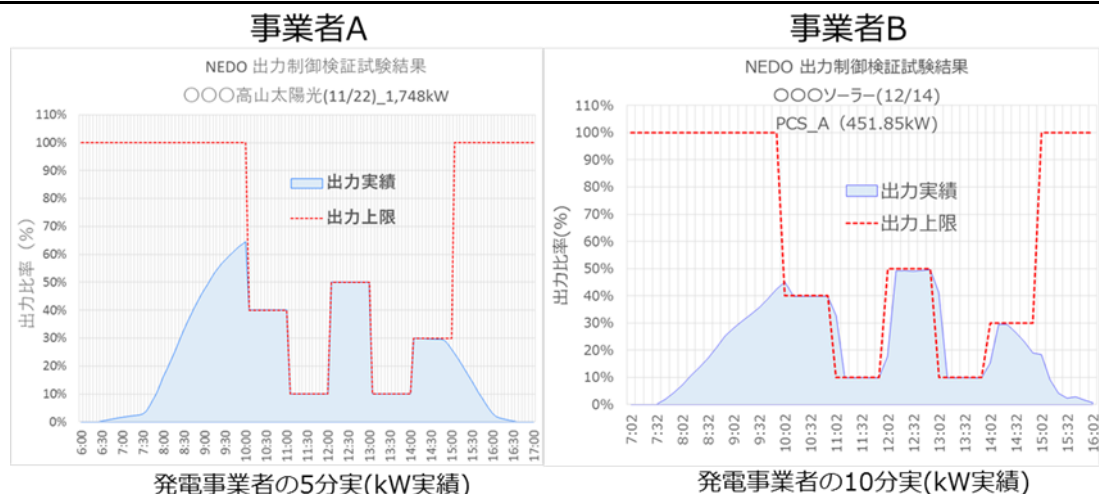


図 4-91 発電事業者ごとの出力制御試験結果

※事業者 B について制御遅れはあるものの、P C S 技術仕様書の制御遅れ許容範囲内(5~10 分)であることを確認

検証Ⅱ（系統の影響確認）

電力系統への影響を評価するうえでは、発電出力が大きい程、確認に効果的なため、特別高圧事業者を対象に試験を実施した。

なお、出力制御機能付 P C S 等を設置している特別高圧事業者が実証系統に接続していないため、手動にて出力制御が実施可能な特別高圧事業者の 4 箇所の発電所を対象に、出力制御の実施による系統の変化を確認した。

出力制御量については、系統の影響を確認しやすくするため、発電出力を 0%とする試験を 1 日 3 回実施し、同様の試験を 3 日間実施した。

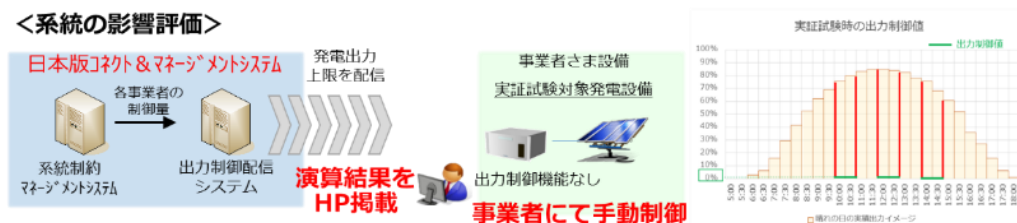


図 4-92 系統の影響評価確認試験イメージ

	10:00 ～ 10:30	10:30 ～ 11:30	11:00 ～ 11:30	11:30 ～ 12:00	12:00 ～ 12:30	12:30 ～ 13:00	13:00 ～ 13:30	13:30 ～ 14:00	14:00 ～ 14:30	14:30 ～ 15:00
出力制御上限率	0%	0%	—	—	0%	0%	—	—	0%	0%

出力制御上限率：出力上限量／同時最大受電電力

図 4-93 出力制御時間及び出力制御上限率

実証エリアである群馬系統にて、2023 年 11 月～12 月で出力制御による系統への影響評価の確認を実施した。

本実証エリアは 154kV と 66kV の異電圧ループ系統を構成している。

ループ系統においては、発電出力制御による送電線への潮流変化は、分流効果が影響してくるため、複数箇所における潮流確認と、同時に出力制御を実施する発電所を変えて影響評価を実施した。

潮流確認箇所からみた、発電所ごとの潮流影響評価を机上にて算出し、実際の出力制御による潮流変化を確認した。

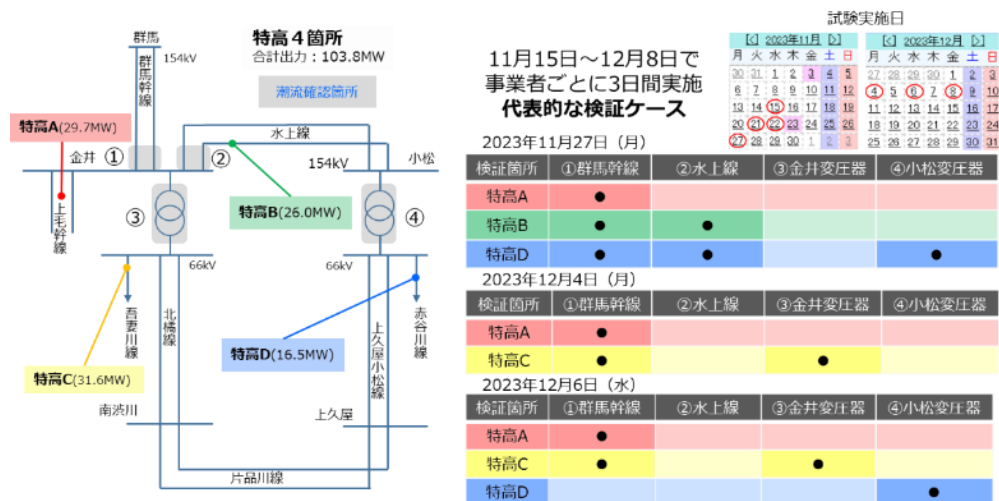


図 4-94 検証エリアと検証パターン

① 2023 年 11 月 27 日（月）の試験結果（天候晴れ）

試験当日は天候もよく、試験対象発電所の出力は高出力となっていた。

出力制御時間帯において、発電出力を 0 出力まで制御を実施し、系統の影響確認を実施した。



図 4-95 対象発電所の出力制御結果

a. 群馬幹線の系統影響評価

群馬幹線から見て試験対象電源が放射状系統への接続となるため、群馬幹線の潮流は出力制御した量と同等程度の潮流減少効果を確認した。

検証エリアの太陽光増加や需要減少などが重なり、潮流減少効果は 93%程度となった。

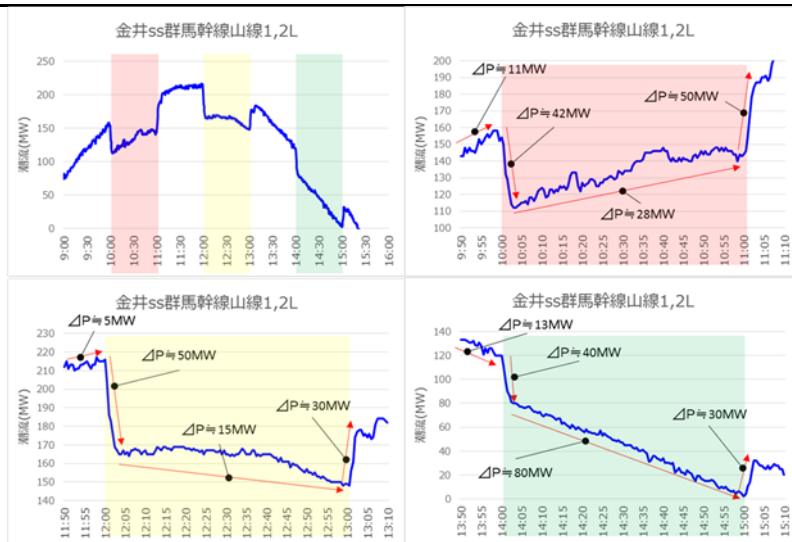
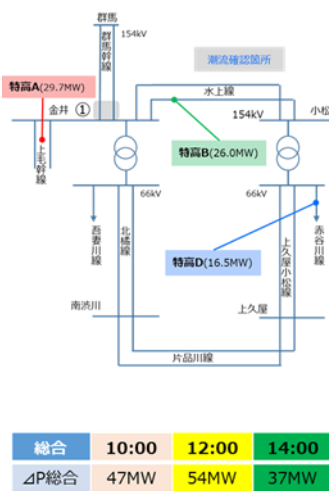


図 4-96 群馬幹線の潮流変化実績

b. 水上線の系統影響評価

水上線はループ系統のため、制御量が直接的に潮流変化するわけではない。

机上の計算ツールにより分流効果を算出し、実制御試験での潮流変化と比較を実施。

特高B・特高Dの出力制御量に、机上計算で算出した分流効果を考慮した潮流変化量と、実際の潮流変化実績を比較した結果、ほぼ近い結果を確認し、実制御試験の潮流変化が妥当であることを確認した。

* 12:00 時点では想定変化量 22.95MW に対し、実際の潮流変化は 23MW 程度

(想定変化量 = 特高B出力制御量 15MW×0.97+特高D出力制御量 12×0.7=22.95)

分流効果	水上線	小松	金井
特高B	97%	—	—
特高D	70%	69%	26%

図 4-97 机上計算による特高B・特高Dの分流効果結果

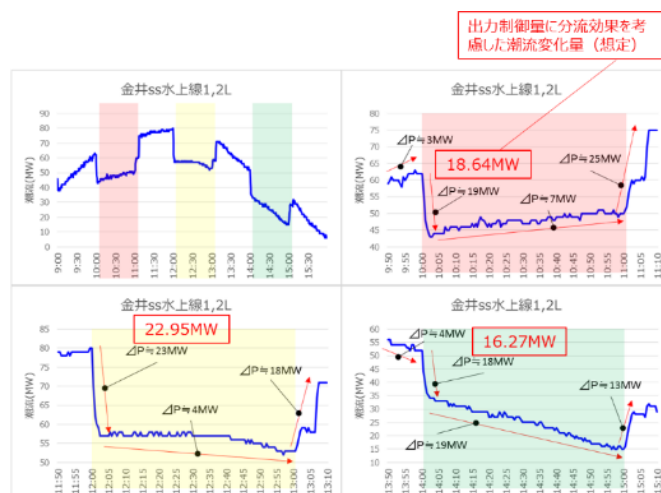
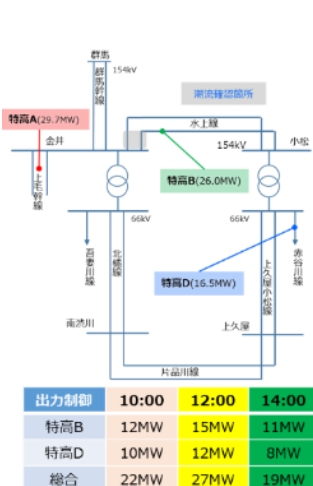


図 4-98 水上線の潮流変化実績

c. 小松変圧器の系統影響評価

水上線と同様に、机上で算出した分流効果を踏まえ、実制御試験の潮流変化が妥当であることを確認した。

* 12:00 時点では想定変化量 8.28MW に対し、実際の潮流変化は 7MW 程度

(想定変化量 = 特高 D 出力制御量 $12\text{MW} \times 0.69 = 8.28$)

分流効果	水上線	小松	金井
特高D	70%	69%	26%

図 4-99 机上計算による特高 D の分流効果結果

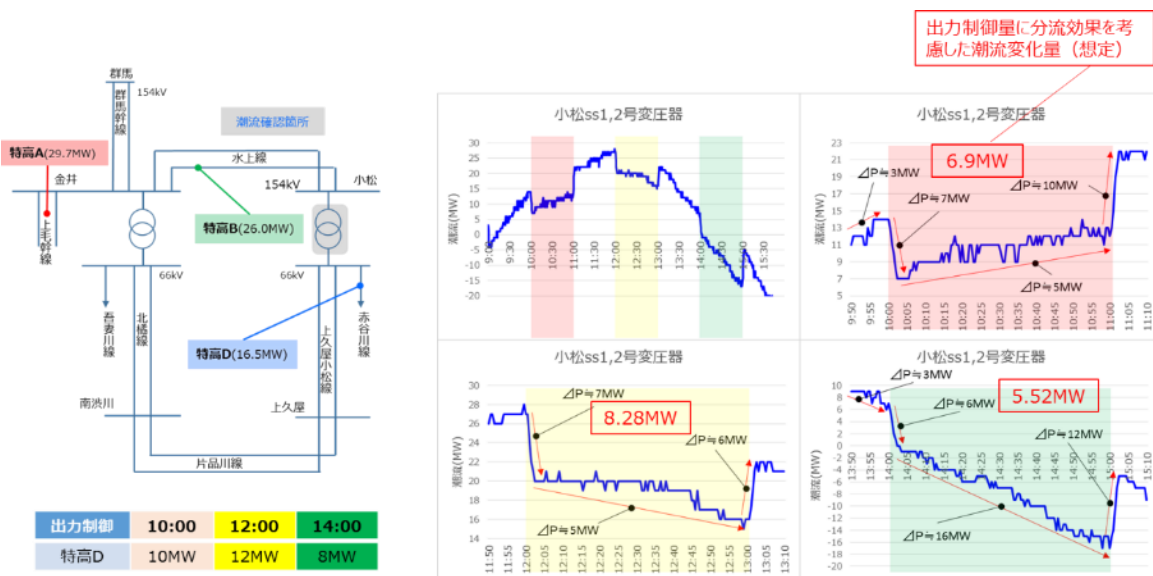


図 4-100 小松変圧器の潮流変化実績

② 2023 年 12 月 4 日 (月) の試験結果 (天候晴れ)

2023 年 11 月 27 日同様に試験当日は天候もよく、試験対象発電所の出力は高出力となっていた。

出力制御時間帯において、発電出力を 0 出力まで制御を実施し、系統の影響確認を実施した。

ループ系統内の金井変圧器の影響評価を確認するため、特高 C に着目し検証評価を実施した。

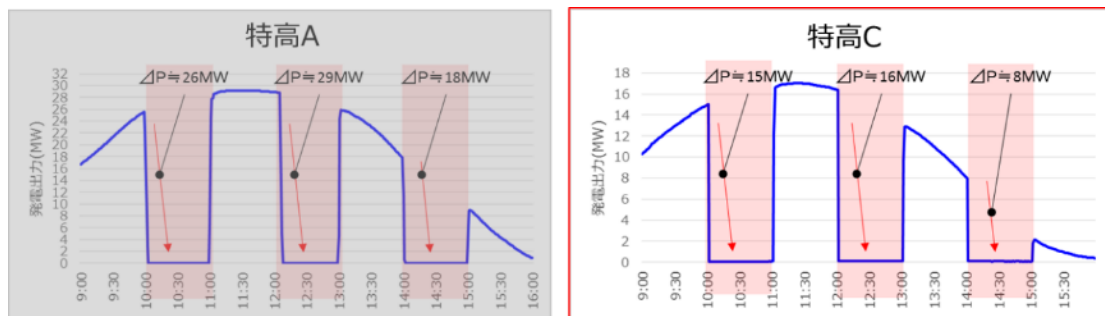


図 4-101 対象発電所の出力制御結果

a. 金井変圧器の系統影響評価

金井変圧器はループ系統のため、制御量が直接的に潮流変化するわけではない。

机上の計算ツールにより分流効果を算出し、実制御試験での潮流変化と比較を実施。

特高 C の出力制御量に、机上計算で算出した分流効果を考慮した潮流変化量と、実際の潮流変化実績を比較した結果、ほぼ近い結果を確認し、実制御試験の潮流変化が妥当であることを確認した。

* 12:00 時点では想定変化量 16MW に対し、実際の潮流変化は 14.72MW 程度

(想定変化量 = 特高 C 出力制御量 $16\text{MW} \times 0.92 = 14.72$)

分流効果	水上線	小松	金井
特高C	—	92%	8%

図 4-102 机上計算による特高Cの分流効果結果

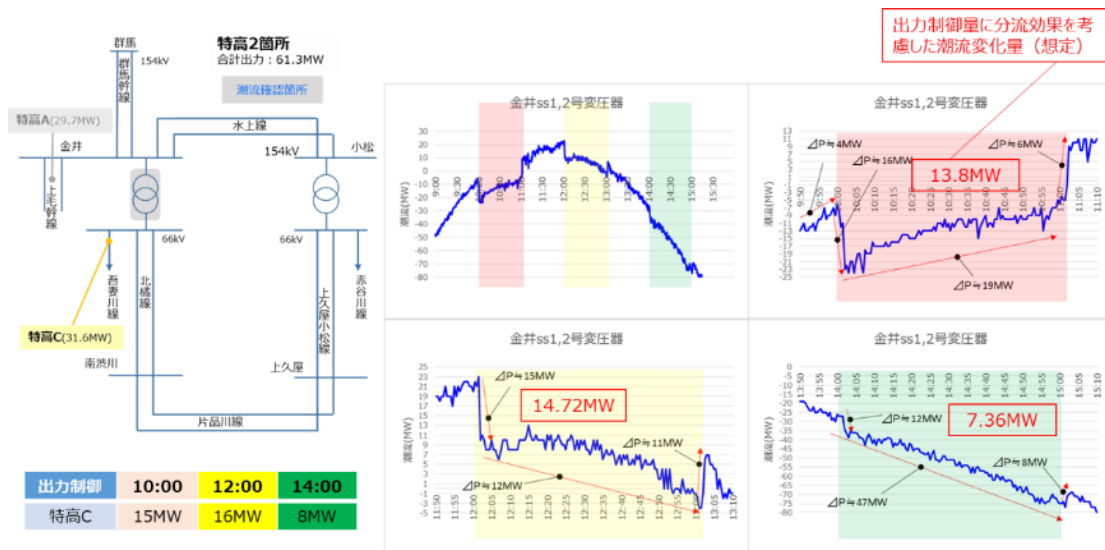


図 4-103 金井変圧器の潮流変化実績

③ 日照の変化による系統影響評価 (天候曇り)

天候が曇りの時など、日照の変動により潮流が大きく変動し、発電出力との影響を把握する事はできなかった。

ただし、日射の低下により太陽光出力が低下しており、系統制約が解消する方向となるため、系統への影響は小さいものとする。

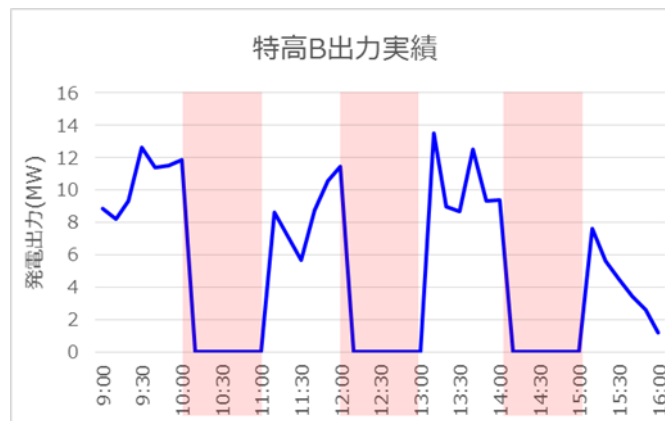


図 4-104 特高Bの出力制御結果

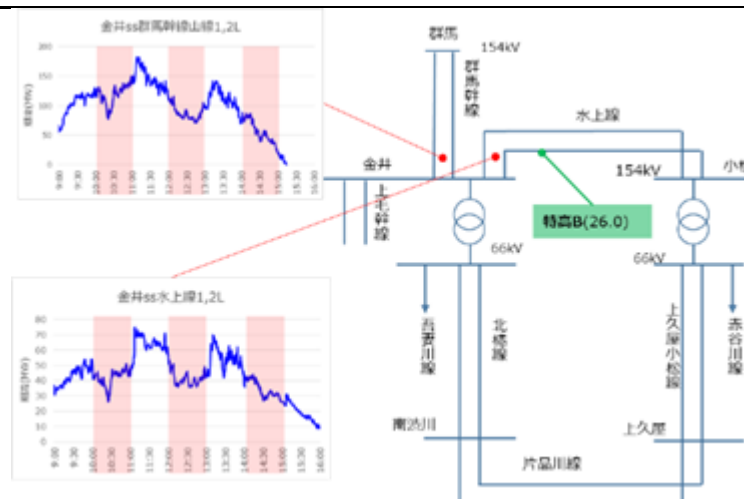


図 4-105 群馬幹線と水上線の潮流変化実績

(2) 下げ調整力不足解消のための試験系フィールド実証

下げ調整力不足が生じるような状況において、優先給電ルールに基づいた出力制御を実施し、下げ調整力不足の解消を目的としていることから、以下の項目について分析評価、ロジックの妥当性の確認を実施。

a. 電源種別ごとの制御回数の妥当性評価

下げ調整力不足が生じるような状況を作成し、複数日の出力制御を行い、優先給電ルールによる電源種別毎（電源Ⅲ、専焼バイオマス、地域資源バイオマス、太陽光・風力）の制御順位に基づいた制御回数の確認を実施した。



図 4-106 優先給電ルールによる制御回数イメージ

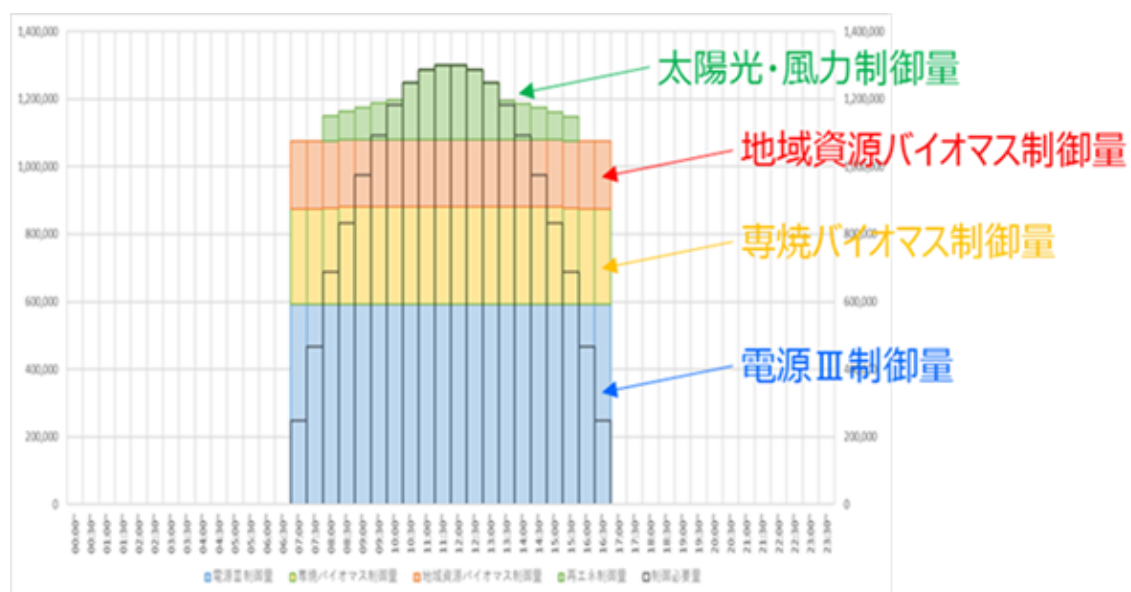


図 4-107 エリア全体での需給制御量配分

複数日の出力制御を行った結果、電源種別毎の制御回数は、電源Ⅲの制御回数が最も多く、続いて専焼バイオマス、地域資源バイオマス、太陽光・風力という結果となり、優先給電ルールによる電源種別毎の制御順序に基づいた制御回数であることを確認した。



図 4-108 別発電所での累計制御回数

b. 系統制御と需給制御の協調を含めた妥当性評価

系統混雑による系統制御を実施する事業者においても、需給制御の選定がされることの確認を実施。

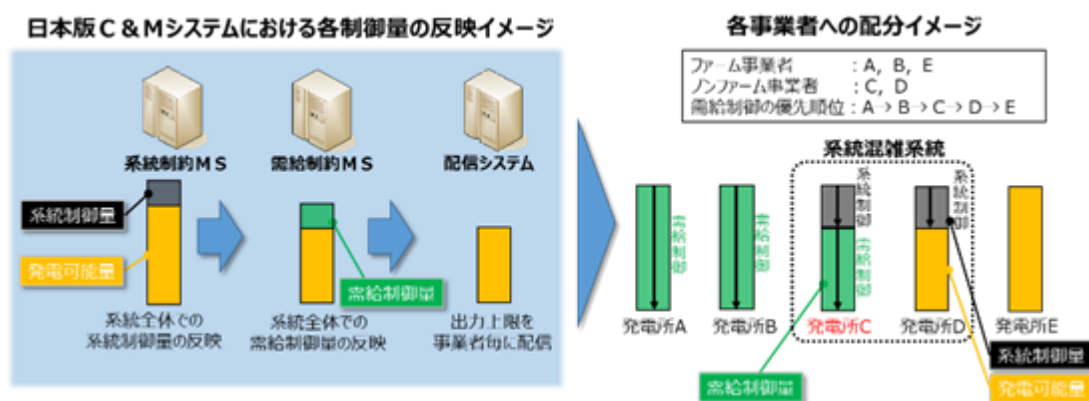


図 4-109 系統制御と需給制御の協調制御イメージ

系統混雑による系統制御を実施する事業者においても、需給制御が必要な場合、ルールどおり、当該事業者に需給制御を実施している結果となり、系統制御と需給制御との協調を含めた配分結果であることを確認した。

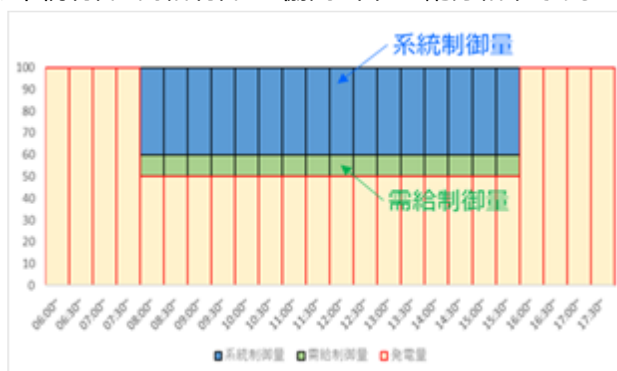


図 4-110 系統制御と需給制御の協調制御の配分結果（個別発電所）

(3) 系統制御と需給制御に要する演算時間の検証

試験系にてローカル系統混雑・基幹系統混雑・下げ代不足の同時発生を模擬し、系統制御（ローカル系統 ⇒ 基幹系統）に次いで需給制御の順で出力制御した結果、演算時間から配信完了までに要した時間は約 55 分^{*1}となった。

GC 時点（実需給開始の 1 時間前）で出力制御量の演算を開始すれば、30 分コマごとの出力制御量の演算と出

力制御情報の配信が実需給開始までに実行可能であることを確認^{※2}。



図 4-111 システム制御と需給制御による演算時間の検証

※1 混雑設備数・混雑発生コマ数により演算時間は変化するため、試験系フィールド実証内での最長演算時間を記載

※2 既に需給制御を行っているエリアは、出力制御情報の配信時間も含めて需給制御のみで実需給 2 時間前からの演算開始としている

4.6. 海外動向調査

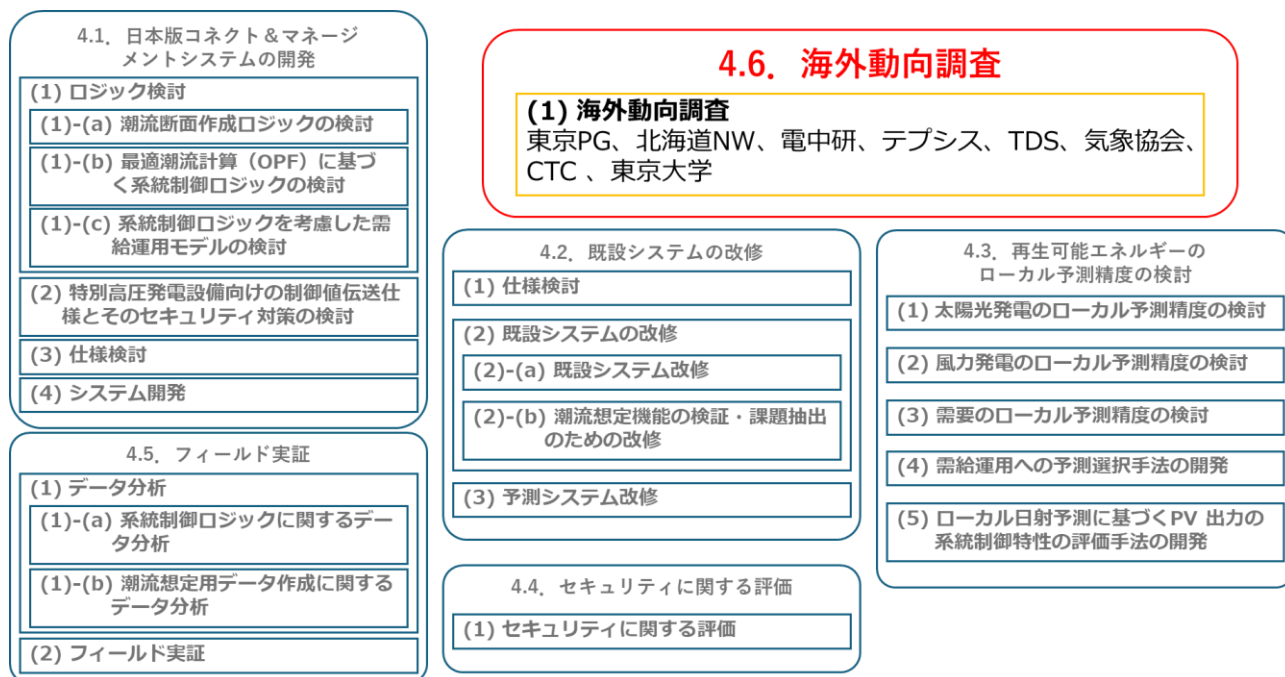
欧米で採用されている電力系統解析技術や再エネ発電量予測技術、送電系統における系統連系要件等について調査を実施し、出力制御に関するシステム開発に反映すべき事項や、系統を効率的に利用している事例等を調査・整理することを目的として、海外動向調査を実施した。

また、欧州や英国で再エネ導入拡大に伴い、整備されている・整備されようとしている主に送電系統における系統連系要件（グリッドコード）についても調査を行った。

●実施テーマと実施スケジュール

実施テーマ	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度
(1) 海外動向調査				
・机上調査				
・現地調査				
・総合評価				

●実施体制



●テーマごとの目標達成状況と成果の内容

4.6. (1) 海外動向調査

テーマ名	4.6. 海外動向調査 (1) 海外動向調査	達成状況	○
実施者名	東京 PG、北海道 NW、電中研、テプシス、TDS、気象協会、CTC、東京大学		
＜アウトプット目標＞ 1. 日本における制度設計の議論動向を踏まえ、本事業で開発するシステムの拡張性等に関する検討にフィードバックするために、欧米のコネクト&マネージに関する取り組み状況の調査結果をとりまとめる。 2. 諸外国の送電系統に関するグリッドコードの調査を通じ、将来的に日本においても要件化を検討すべき項目についてとりまとめる。 3. OPF を UC に組み合わせた運用モデルを開発・運用している欧米の運用実態及び研究開発動向の調査を行い将来系統における経済性と安定供給を確保する合理的な需給運用の実現に有用な結果をまとめる。 4. 諸外国での気象予測技術調査を受け、日本で利用する場合の利点や課題について取りまとめる。 5. 潮流解析技術等の研究動向調査に基づいて、我が国の将来系統で重要となる技術の方向性をとりまとめる。 6. 風力発電のローカル予測の実用化に向けて、諸外国の送電系統のグリッドコードに取り込まれている要件について調査を行い、結果をまとめる。			
＜目標達成状況＞ 1. 2020 年度から 2023 年度で、英国、米国(PJM、CAISO、ERCOT)、豪州、ノルウェー、ドイツ、オランダを対象として、混雑管理手法に関する市場制度・運用・制御システムについて、机上調査、Web ヒアリング、現地調査を通じて幅広い調査を実施した。 再給電、ノンファーム、ゾーン・ノードルなど制度毎に分類した上で対象国を選定し、混雑管理手法や混雑の費用負担、需要・再エネ予測、送電線増強の判断、運用容量のマージンの考え方など多岐に渡る項目の調査を実施。各国の状況と日本の混雑管理の制度設計について比較する形で取りまとめた。 混雑管理手法については、基幹系統とローカル系統の双方においてノンファーム型接続を導入し、再給電とノンファーム制御を組み合わせた制御方法を導入している日本は欧米と比べ、複雑な制度設計となっている事が分かった。また、立地誘導の観点では、送電線増強費用負担がシャローで、系統混雑に再給電で対応している国では、混雑処理費用が増加しており、日本も今後の制度設計において同様の課題が顕在する可能性がある。 2. 2020 年度に欧州 ENTSO-E 及び英国のグリッドコードについて調査を実施し、調査結果をまとめた。 3. 米国では FERC や ARPA-e といった政府機関が主導し、戦略的に電力システム運用に混合整数計画（MIP）や ACOPF を導入するための技術開発を実施していることが分かった。 米 ISO の調査では、SCUC にてスポット市場と調整力調達、さらに送電網の混雑回避などを高度な最適化問題を解いて同時最適化を行っている。ARPA-e の GO プロジェクトでは、高速なユニットコミットメント、送電切り替え、及び詳細な事前事故検討モデルを用いたセキュリティ制約付き ACOPF がコンペティション形式で取り組まれ、再エネの系統出力制御を実施する ACOPF のソルバとして、Ipopt が大規模問題で高速に解を得られるという非常に高い性能を発揮した。 4. 諸外国における気象予測技術調査を実施し、海外と日本で用いている予測技術が同等の手法であることを確認した。一方で、発電実績データの収集・整備環境についての課題等について整理した。 5. 我が国の将来の市場主導型（ゾーン制・ノードル制）の系統制約管理に資する ACOPF ベースの潮流解析技術の検討として、関連する先駆的技術の研究動向調査を実施するとともに、潮流解析の枠組みとして、系統運用者・利用者の双方に有用な LMP の最適感度（ΔLMP）に基づく系統制約評価手法を提案した。			

6. 国際的な風力発電出力予測に関する最新動向の調査、諸外国（欧州・米国）のグリッドコードの整理、各研究機関の風力発電出力予測に関する研究状況の調査を実施した。調査の結果、諸外国では予測への活用の観点から、マストや SCADA による風況観測値の取得要件をグリッドコードにて定めており、一部では LiDAR の活用についても検討が進んでいることが分かった。

＜成果の内容＞

2020 年度から 2023 年度の間で、再給電、ノンファーム、ゾーン・ノーダルなど制度毎に分類した上で対象国（英国、米国(PJM、CAISO、ERCOT)、豪州、ノルウェー、ドイツ、オランダ）を選定。机上調査、Web ヒアリング、現地調査を通じて、混雑管理手法や混雑の費用負担、需要・再エネ予測、送電線増強の判断、運用容量のマージンの考え方など多岐に渡る項目の調査し、各国の状況と日本の混雑管理の制度設計について比較する形で取りまとめた。

・送電線増強費用負担及び送電線増強の考え方

系統増強費用の負担方式はシャロー（一般負担）とディープ（特定負担）に大別され、そのいずれを採用するかは国によって異なる。ディープの場合、発電事業者の特定負担が大きくなることから、立地誘導に寄与すると考えられている。

系統増強については、各国とも系統増強を行うか否かを判断する基準を設定し、費用便益評価を実施。ただし、費用・便益の費目や評価の判定方法は国によって異なる。

表 4-23 各国の系統増強の考え方

	シャロー（一般負担）	ディープ（特定負担）
適用国	英国、ドイツ、ノルウェー、豪州、日本	米国（PJM、CAISO、ERCOT）
対象電圧	● 英国：400、275kV ● ノルウェー：420～132kV ● 日本：500、275kV ● ドイツ：380、220kV ● 豪州：550～88kV	● 米国：765kV～230kV（一部161kV、138kV、115kV）
系統増強の費用負担	● 英国、ドイツ、ノルウェー、豪州 託送料金を通じて増強費用を負担 ● 日本 基幹・ローカル系統ともに託送料金を通じて増強費用を負担	● 米国 系統利用者ごとに負荷費用配分に基づき、発電機の設定容量（MW）に応じて費用を回収
系統増強の判断基準	● 英国：最小後悔値の評価アプローチによる費用便益評価で判断 ● ドイツ：ENTSO-Eの策定する費目に従い費用便益評価で判断 ● ノルウェー：社会的利益が社会的コストを上回るかを証明するための費用便益評価で判断 ● 豪州：系統運用者と送電事業者が各々費用便益評価で判断 ● 日本：地域間連系線及び地内基幹系統はマスタープラン、地内ローカル系統は一送の増強計画の費用便益評価で判断	● PJM：地域系統計画の中で、増強プロジェクト15年間分の費用便益評価で判断 ● CAISO：系統計画を策定し、系統増強以外の代替案も含めた費用便益評価で包括的に判断 ● ERCOT：地域系統計画の中で感度分析を用いて将来シナリオに基づく系統計画の費用便益評価を実施

・各国の混雑管理手法

混雑管理手法については、ノンファーム制御、再給電、市場主導型のゾーン制及びノーダル制の4つに大別される。

日本は、基幹・ローカル系統の双方においてノンファーム型接続を導入し、再給電とノンファーム制御を組み合わせた制御方法により混雑を解消する仕組みである。

一方、諸外国においては、基幹系統で発生する系統制約に対して無補償での発電制御を実施するノンファーム制御の導入事例はなかった。

再給電方式については、英国及びドイツで既に導入しているが、系統混雑が拡大してきており、それに伴い、混雑管理費用が年々増加傾向にある。

ゾーン制はノルウェー及び豪州で採用されており、より市場単位を細分化したノーダル制は米国で採用されている。

ノーダル制はノード毎の LMP（地点別料金価格）設定により強い価格シグナルを付与していることから、電源の立地誘導が働きやすい。

市場主導型においても市場メカニズムで解消できない混雑に対しては別途、再給電により対応していることが調査結果

から得られた。なお、市場で解消できない場合の再給電にかかる費用はいずれの国も一般負担として回収されている。

ノンファーム制御については、英国のローカル系統に導入されているが、英国のノンファーム制御はリアルタイム断面で潮流の閾値を超えた場合に制御する方式であり、我が国のような計画断面での潮流予測に基づく制御は行っていない。

表 4-24 基幹系統における混雑管理手法

	再給電	市場主導型（ゾーン制）	市場主導型（ノード制）
適用国	英国、ドイツ、日本	ノルウェー、豪州、	米国（PJM、CAISO、ERCOT）
市場分割単位	1（全系統一律の市場価格）	5～6ゾーン	～10,000ノード
混雑管理の 取り組み実態	- 英国：コネクト&マネージ導入以降、再エネの偏在による系統制約が増加したため、balancingメカニズムにより混雑解消 - ドイツ：再エネ電源も再給電の対象 - 日本：電源の種別毎に制御を行う再給電方式（一定順序）を導入	- ノルウェー：計画段階ではゾーン間連系線の容量を制約条件として市場約定を行い、実需給段階では調整力を用いて再給電を行うことで混雑管理 - 豪州：送電線の容量を制約条件に市場約定（市場外での指示もあり）で混雑管理	米国：LMPに基づくノード制で混雑管理を実施（LMPで混雑解消が図れないケースは再給電により混雑を解消）
混雑管理の 費用負担	- 英国：balancingサービスの市場参加者（小売・発電）からサービス利用料として回収 - ドイツ、日本：託送料金を通じて費用を回収（一般負担）	- ノルウェー：計画段階ではゾーン制のもとで市場分断、実需給段階では調整力を活用した混雑管理を実施し、費用は託送料金を通じて回収 - 豪州：ゾーン価格の精算及びFCASコストで回収	米国：LMPにより、混雑の原因者が混雑費用を負担
現状の課題・ 今後の方針	- 英国：BRP制のもと、TSOはゲートクローズ後の再給電となることからフレキシビリティ活用は限定的であり、制度見直しを実施中 - ドイツ：再エネ電源も再給電の対象。 - 日本：電源の立地誘導が効きにくいいため、中長期的には市場主導型（ゾーン制・ノード制）への移行も検討	- ノルウェー：北欧全体でのCross Zonal Capacityの最適化や、エネルギーサービスとアンシラリーサービスの同時最適化を検討 - 豪州：混雑緩和市場の開設を検討中	- PJM：運用・制度の改定に向けた動きはなし - CAISO：蓄電池を活用すべく市場支配力との関係性を考慮のうえ、制度見直しを実施中 - ERCOT：再エネ・蓄電池向けのノンファーム接続により系統混雑時に出力制御を実施。また、リアルタイム市場における同時最適化を実装予定

表 4-25 ローカル系統における混雑管理手法

	再給電 + ノンファーム制御	ノンファーム制御
適用国	日本	英国（ローカル系統）
対象電圧	● 154～22kV	● 132kV～11kV
系統アクセス ルール	● 従来は受益に応じて特定負担により系統増強していたが、原則一般負担で費用便益評価に基づき増強判断を行うよう変更。	● 発電事業者は、増強費用を負担しない代わりに無補償での出力制御を受け入れるノンファーム型接続（フレキシブルコネクション）の選択が可能
混雑管理の 取り組み実態	● 再給電方式（一定順序）の出力制御順に基づく一律制御（計画変更）を導入。ノンファーム電源のうち非調整電源は、再給電方式による実需給断面での出力制御でなく、計画断面での計画値変更により出力制御を実施	● 後着電源から順番に無補償の出力制御を行うためのANMの仕組みにより、リアルタイム断面において潮流の閾値を超えた場合に制御信号を送る
混雑管理の 費用負担	● ノンファーム電源は無補償での出力制御により費用負担なし	● 無補償での出力制御により費用負担なし（ANMの実装に必要なコストは一般負担と特定負担により回収）
現状の課題・今 後の方針	● 電源の立地誘導が効きにくいいため、中長期的には市場主導型（ゾーン制・ノード制）への移行も検討	● 一般負担による系統増強を行う送電系統（基幹系統）との不公平性を是正すべく、より配電事業者側の費用負担に寄せる形（Shallower）で制度改正を実施

・市場制度設計と混雑管理の関係性及び運用の考え方、再エネ予測

混雑管理の運用は、市場設計におけるディスパッチ方式の仕組みにより大別され、全量プールによるセントラルディスパッチ方式を採用する米国・豪州と日本の BG 制に相当するセルフディスパッチ方式（BRP 制）を採用する欧州とで状況が異なる。

セントラルディスパッチ方式では、市場取引の中で予め系統混雑も考慮のうえ電源のディスパッチを決定。

セルフディスパッチ方式では、市場取引を行った結果として系統混雑の発生が想定される箇所に対して別途、再給電等により混雑解消を行う。

再給電の方法は国によって異なり、ドイツ・日本では一定の順序で制御を行うルールに基づき系統運用者が出力制御対象電源及び出力制御量を一元的に決定

他方、英国では GC 後の余力を活用するバランシングメカニズムの仕組みにより混雑管理を行っている。

混雑管理に伴う制御はディスパッチ方式によらず、いずれもオンライン制御（専用線または公衆回線経由）を取り入れている。

送電可能容量算出時のマージンの設定は日本では想定潮流の予測誤差を考慮して随時見直を図る方針であるのに対し、諸外国ではマージンは一律の値で運用している例が多く見られた。これは、諸外国が運用容量にあらかじめ十分な裕度を持たせていることが要因と考えられる。

再エネ予測に関しては、日本以外でも屋根置き太陽光のような小規模再エネが普及するカリフォルニアや豪州では、ローカル系統の予測精度向上に取り組んでいることが分かった。

表 4-26 市場制度設計と混雑管理の関係性及び運用の考え方、再エネ予測

	セルフディスパッチ方式	セントラルディスパッチ方式
適用国	英国、ドイツ、ノルウェー、日本	米国（PJM、CAISO、ERCOT）、豪州
ディスパッチ方式	● セルフディスパッチのもと、電源が計画値に基づいて発電するが系統混雑発生が想定される場合には再給電により出力制御	● 系統運用者が予め系統混雑を考慮した市場取引のうえ電源の稼働を決定（計画値そのものに介入）
混雑管理に伴う電源への指令・制御方法	【英国、ノルウェー】 ● 電源およびDRが有する余力の入札情報を基に入札価格のメリットオーダーに応じて電源を制御（または需要を調整）。 ● 対象のリソースに対してオンライン制御を実施 【ドイツ、日本】 ● 一定の順序に基づき電源を制御。 ● 低圧の小規模再エネにもオンライン制御を導入（日本は10kW以上、ドイツは25kW以上）	● メリットオーダーで電源を運用（セントラルディスパッチにおいて混雑管理を包含）。 ● 対象リソースに対してオンライン制御を実施
送電可能容量算出時のマージン設定	● 英国：運用容量はPre-fault Limitの84%を目安。N-1事故時にはループ系統での分流効果や電制により過負荷を解消。再エネの予測誤差も考慮して調整力をあらかじめ確保。 ● 日本：マージンは送電線毎に接続している電源や需要等を考慮した想定潮流の予測誤差により設定	● CAISO：固定のマージンは設定せず、系統事故などのイベント発生時にはISOの裁量でマージンを設定することが可能。 ● 豪州：年間で一律の値を設定し、2-3年毎に修正。予測誤差等は考慮外。
再エネ予測	● 英国：気象予測データおよび大規模電源のテレメーターを基に、132kVの変電所(Grid Supply Point)単位の潮流予測に反映(30 分単位)。予測誤差は配電系統の発電機を組み込めないことに大きく起因しており、今後DNOとの更なる連携が必要。 ● 日本：エリア全体の予測に加えて、送電系統毎の太陽光・風力予測の精度向上にも取り組んでいる。	● CAISO：基幹系統に接続される発電機は個別に予測を実施。配電系統接続の発電機は外部の予測プロバイダからの情報を基に配電系統一体の発電予測値を算出。 ● 豪州：系統運用者が州単位で発電・需要予測を実施。送電系統接続時は個別に、配電系統接続時は推定実績で予測。

添付資料

●プロジェクト基本計画

P19002

「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発」

基本計画

スマートコミュニティ・エネルギーシステム部

1. 研究開発の目的・目標・内容

(1) 研究開発の目的

① 政策的な重要性

ほとんどのエネルギー源を海外からの輸入に頼る我が国が抱える脆弱性を緩和するとともに、気候変動への抜本的かつ継続的な削減の努力が一層必要となる中、再生可能エネルギーへの期待が世界的にかつてなく高まっている。

このような状況の下、わが国では2030年のエネルギーミックスの確実な実現へ向けた取組のさらなる強化を行うとともに、新たなエネルギー選択として2050年のエネルギー転換・脱炭素化に向けた挑戦を掲げた「第5次エネルギー基本計画」が2018年7月3日閣議決定された。当該計画において、2030年に向けた重要な施策の一つとして再生可能エネルギーの主力電源化へ向けた取組が掲げられ、2030年度の総発電電力量（10,650億kWh）のうち、再生可能エネルギーの割合を22～24%程度とする導入目標が掲げられた。さらに、2021年10月の「第6次エネルギー基本計画」において、再生可能エネルギー割合は36～38%程度に引き上げられ、この実現に向けた取組が急務となっている。

② 我が国の状況

再生可能エネルギーの導入促進に向けては、2009年11月に太陽光の余剰電力買取制度が開始され、2011年8月に「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」が成立、翌年の2012年7月から再生可能エネルギーの固定価格買取制度（Feed in Tariff）（以下「FIT」という。）が施行された。

この結果、再生可能エネルギー導入量は、FIT開始以降、2017年9月時点で新たに約3,906万kW導入された。FIT開始以前の累積導入量が約2,060万kWであり、FIT開始以前の約1.9倍が僅か5年程度の期間で導入されたことになる。

然しながら、第5次エネルギー基本計画においては、2030年度の総発電電力量（10,650億kWh）のうち、再生可能エネルギーの割合は22～24%程度、特に太陽光発電の割合は7%程度（749億kWh）を目標としている。現状の太陽光発電の設備利用率（12～14%）を勘案すると、6,500万kW程度の太陽光発電の設備容量が見込まれる。現状の認定容量は、既にこの想定をはるかに越えたものとなっており、今後も再生可能エネルギーの導入量が拡大していくことは明白である。

現在の日本では、新規に電源を系統に接続する際、系統の空き容量の範囲内で先着順に受け入れを行い、空き容量がなくなった場合には系統を増強した上で追加的な受け入れを行うこととなっている。系統の増強には多額の費用と時間が伴うものであることから、まずは、既存系統を最大限活用していくことが重要で

ある。系統の空き容量を柔軟に活用し、一定の制約条件の下で系統への接続を認める「日本版コネクト＆マネージ」の仕組みの具体化に向けた検討が資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関を中心に進められている。

一方、太陽光発電等の再生可能エネルギーの導入が進み相対的に火力・原子力等の同期発電機の発電台数が減ってくると、電力系統は瞬間的な大きな変動に耐えられなくなる傾向となり、これまで影響が限定的であった系統事故時でも、大停電に至るおそれがある。このような事態を避け、広域での電力系統の安定運用を維持するためには、電力系統の瞬間的な変動に対応する調整力、いわゆる慣性力及び同期化力（以下「慣性力等」という。）を確保することが重要である。

また、配電系統では、このまま再生可能エネルギーが電力系統に大量連系していくと、電圧上下限値の逸脱、電圧フリッカ等の電力品質上の問題が発生するおそれがあるため、新たな取組が必要である。

③ 世界の取組状況

昨今、世界各国は再生可能エネルギーの導入拡大に向けた取組を強化している。例えば、米国では、2017年6月末時点で、47.1GWまで太陽光発電の導入が進んでおり、また多くの州で電力部門における再生可能エネルギーの導入義務制度（RPS制度）を策定している。EUは、2007年に最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を2020年までに20%とする戦略を決定し、最も導入が進んでいるドイツにおいては、2015年10月時点で、39.5GWの太陽光発電が導入されている。

海外では、一時的に再生可能エネルギーが既に需要の半分に達する地域があるという報告もされており、再生可能エネルギーの大量導入による電力系統への影響が顕在化しつつある。近年、オーストラリアでは慣性力不足が原因とみられる大規模停電が発生した。また、系統規模の比較的小さいアイルランドでは再エネ発電比率に制限を設けて運用している。

また、コネクト＆マネージについて、ヨーロッパにおいては、「Connect & Manage」（英国等）、「Priority Connection」（ドイツ等）、「Non Firm Access」（アイルランド等）といった考え方に基づき、既存系統の容量を最大限活用し、一定の条件付での接続を認める制度を導入している国もある。

④ 本事業のねらい

本事業では、再生可能エネルギーの導入を将来的にも可能とするため、次世代の系統安定化に必要な基盤技術の開発を実施する。

送電系統では、既存系統の空き容量を柔軟に活用し、一定の条件の下で系統への接続を認めるノンファーム型接続といった「日本版コネクト＆マネージ」※を実現する制御システムを開発するとともに、基盤技術確立し仕様の国内標準化を図る。

また、慣性力等の把握手法や可視化による運用手法の確立を目指し、PMU（Phasor Measurement Unit）を用いることで時刻同期がとれた詳細計測データが電力会社間で比較・検証可能な常時監視システムを構築するための基盤技術確立を図る。さらには、新たな慣性力等を確保するための技術の確立を目指し、慣性力等が具備されている制御装置を開発し、電力系統へ適用するための基盤技術の確立及び仕様の国内標準化を図る。

配電系統では、再エネが大量導入された状況下で適正電圧を維持しつつ、電圧フリッカ・電圧不平衡等の電力品質上の問題を回避するために必要な技術開発を実施する。さらに、将来的な需要能動化や自家消費進展後を想定した配電系統の潮流監視・電圧制御技術を開発し、上位系統である特別高圧系統へ配電系統の情報を適切に伝達する技術開発等を実施する。

また、再生可能エネルギーの大量導入と各関連技術の進展等により、これまでにない大きな変革を迫られている電力システムの今後のあり方を検討するため、電力供給の将来の全体最適を見据えた課題の整理及び抽出を行う。

※日本版コネクト＆マネージについては、経済産業省及び電力広域的運営推進機関を中心に議論が進められており、①想定潮流の合理化、②N－1電制、③ノンファーム型接続が検討されている。それぞれの詳細は次のとおり。

- ①想定潮流の合理化：エリア全体の需給バランス、長期休止電源や自然変動電源の均し効果などから電源の稼働の蓋然性評価等を実施。需要と出力の差が最大となる断面（最大潮流の断面）を評価し生じる容量を活用。
- ②N－1電制：従来、システムの信頼性等の観点から、N－1故障（1回線）発生時でも、送電可能な容量を確保。「N-1電制」では故障時には電制を行うことで、この容量を活用する。
- ③ノンファーム型接続：送電容量を超えた系統接続が可能であるが、系統の空き容量の範囲内で運転を可能とする新たな電源接続の仕組み。

（２）研究開発の目標

① アウトプット目標

（１）研究開発項目①－１ 日本版コネクト＆マネージを実現する制御システムの開発

2019年度は、資源エネルギー庁や電力広域的運営推進機関が主体となって取り組んでいるノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を確認しながら、ノンファーム型接続システムを開発可能とするための要件定義や要求仕様をまとめることを目的としたFSを行い、2020年度以降の実証用システムの開発規模や導入エリア、フィールド試験における実証内容を検討している。

2020年度以降については、2019年度のFSの結果やノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を踏まえ、以下の通り達成目標を設定する。

【最終目標】（2023年度末）

- ・ノンファーム型接続システムについて、フィールド実証においてノンファーム適用系統の活用可能な空き容量に対し、ノンファーム発電事業者による発電を制度設計に基づき最大限受け入れた際にも、計画通りに出力制御（制度設計に基づき、算出した各コマ（30分毎48コマ／日）の出力制御値を、当該コマのゲートクローズ後（実需給断面の1時間前）に送信）を行い、混雑を発生することなく適正な運用が可能であることが検証されていること。
- ・ノンファーム型接続システムについて、従来の電力需給バランス維持のための再生可能エネルギーの出力制御システム等と協調運用が可能であり、フィールド実証にて検証されていること
- ・また、システム全体のコスト最小化の観点から、システム保守業務及び潮流計画・監視業務の煩雑化を極力回避し、保守・運用者の負担が極力増加しないような合理的かつ効率的なシステムが開発されること
- ・フィールド実証による検証結果をもとにノンファーム型接続システムを実現するための基盤技術を確立し要求仕様を取り纏めること

【中間目標】（2021年度末）

- ・ノンファーム型接続システムについて、ノンファーム適用系統の活用可能な空き容量に対し、ノンファーム発電事業者による発電を制度設計に基づき最大限受け入れた際にも、計画通りに出力制御を行い、適正な運用を可能とする制御方式が確立されていること
- ・システム全体のコスト最小化の観点から、保守・運用者の負担が軽減される合理的かつ効率的な仕組みがシステムの設計に織り込まれていること
- ・フィールド実証に向けて、効果的かつ合理的な検証を行うための実証計画が策定されていること

【初年度目標】（2019 年度末）

- ・ ノンファーム型接続システム実現のための要件が定義されていること。また、2020 年度以降、速やかに発注ができるよう要求仕様がまとめられていること
- ・ 2020 年度以降の具体的な実証用システム開発規模や導入エリア、フィールド試験における実証内容、実証スケジュールがまとめられていること
- ・ 再エネ発電事業者が精度のよい発電予測を可能とする汎用ソフトウェアについて調査されていること。また、送配電事業者の実施するサイトの需要予測精度向上のための手法について調査されていること

(2) 研究開発項目①－2 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発

【最終目標】（2021 年度末）

- ・ PMU を用いた電力会社間でデータ比較・検証が可能な常時監視システムの開発に必要なデータの取得及び分析ができていること。また、開発時に必要となる要求仕様がまとめられていること
- ・ 2 つ以上のアプローチを検証した上で、電力系統の慣性力等を把握するための基盤的な手法が開発されていること
- ・ 慣性力等を備えた制御装置について、従来の電力システムと接続可能な機能を有し、必要な慣性力等低下対策機能を備える基盤的な手法が開発されていること。また、開発時に必要となる基本的な要求仕様がまとめられていること

(3) 研究開発項目②－1 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発

【最終目標】（2021 年度末）

- ・ 需要能動化及び自家消費進展後の状況において、配電線全体の電圧・潮流の適正化を図ることを目的に、需要家側リソースも制御対象に取り入れ、配電線全体で需要家側リソースと系統側の電圧調整機器（SVR、TVR、SVC 等）の制御量を適切に分担する 2 つの制御方式（ローカル制御方式及び集中制御方式）を開発すること
- ・ 開発する制御方式は配電系統の電圧・潮流を適正（101V±6V 以内、過負荷無し）に維持可能であること

(4) 研究開発項目②－2 高圧連系 PCS における電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発

【最終目標】（2021 年度末）

- ・ インバータによる高圧連系の単独運転検出に関して、系統の電力品質を確保しつつ、求められる時限(3s 程度)以内に検出できる方式について、実験環境での検証を行い、系統連系規程への反映

に必要となるデータを取得できていること

② アウトカム目標

本事業により、送電系統における日本版コネクト&マネージによる系統連系制約回避や、慣性力等の低下に向けた対策による広域停電回避、配電系統における電圧制御機能の高度化による電力品質の維持を図ることで、再生可能エネルギー発電の導入拡大に貢献する。2018年7月の「第5次エネルギー基本計画」における2030年の再生可能エネルギー発電の導入目標である22～24%の実現に向けて、本事業で開発した基盤技術等について、2026年頃までにフィールド実証等を経てシステムとして確立し、各電力系統に導入していく。その場合、CO₂削減効果は約1.25億トン／年（排出原単位0.512kg-CO₂/kWhで算出）となる。

③ アウトカム目標達成に向けての取組

アウトカム目標の達成に向け、本事業最終年次（2023年度）のアウトプット目標を達成できるよう事業を進めることで、送電から配電まで一連のシステムである電力系統の各所における課題を着実に解決していく。また、事業終了後、開発装置の更なる高機能化や、実用化技術の成熟、装置の普及促進を進める。さらに、本成果の普及に向けた系統連系規程への反映や、必要に応じて関連政策や法改正等に向けた取組を実施する。

（３）研究開発の内容

上記目標を達成するために、以下の研究開発項目について、別紙の研究開発計画に基づき研究開発を実施する。

【委託事業】

研究開発項目①－１ 日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発

研究開発項目①－２ 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発

研究開発項目②－１ 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発

【助成事業】

研究開発項目②－２ 高圧連系PCSにおける電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発

２．研究開発の実施方式

（１）研究開発の実施体制

プロジェクトマネージャーにNEDO スマートコミュニティ・エネルギーシステム部 主任 小笠原有香を任命して、プロジェクトの進行全体を企画・管理し、そのプロジェクトに求められる技術的成果及び政策的効果を最大化させる。

NEDOは公募により研究開発実施者を選定する。

研究開発実施者は、企業や大学等の研究機関等（以下「団体」という。）のうち、原則として日本国内に研究開発拠点を有するものを対象とし、単独又は複数で研究開発に参加するものとする。ただし、国外の団体の特別の研究開発能力や研究施設等の活用又は国際標準獲得の観点から必要な場合は、当該の研究開発等に限り国外の団体と連携して実施することができるものとする。

なお、研究開発項目①及び②の各実施者の研究開発能力を最大限に活用し、効率的かつ効果的に研究開発を推進する観点から、N E D Oは研究開発責任者（プロジェクトリーダー）を選定し、各実施者はプロジェクトリーダーの下でそれぞれの研究テーマについて研究開発を実施する。

（２）研究開発の運営管理

N E D Oは、研究開発全体の管理、執行に責任を負い、研究開発の進捗のほか、外部環境の変化等を適時に把握し、必要な措置を講じるものとする。運営管理は、効率的かつ効果的な方法を取り入れることとし、次に掲げる事項を実施する。

①研究開発の進捗把握・管理

N E D Oは、主としてプロジェクトリーダーをととして研究開発実施者と緊密に連携し、研究開発の進捗状況を把握する。また、必要に応じて外部有識者で構成する技術委員会を組織し、定期的に技術的評価を受け、目標達成の見通しを常に把握することに努める。

②技術分野における動向の把握・分析

N E D Oは、プロジェクトで取り組む技術分野について、内外の技術開発動向、政策動向、市場動向等について必要に応じて調査し、技術の普及方策を分析、検討する。なお、調査等を効率的に実施する観点から委託事業として実施する。

３．研究開発の実施期間

2019 年度から 2023 年度までの 5 年間とする。

ただし、研究開発項目①－ 2、研究開発項目②－ 1、研究開発項目②－ 2は 2019 年度から 2021 年度までの 3 年間とする

４．評価に関する事項

N E D Oは技術評価実施規程に基づき、技術的及び政策的観点から、研究開発の意義、目標達成度、成果の技術的意義並びに将来の産業への波及効果等について、プロジェクト評価を実施する。

評価の時期は、中間評価を 2021 年度、終了時評価を 2024 年度とし、当該研究開発に係る技術動向、政策動向や当該研究開発の進捗状況等に応じて、前倒しする等、適宜見直すものとする。

また、中間評価結果を踏まえ必要に応じて研究開発の加速・縮小・中止等の見直しを迅速に行う。

５．その他の重要事項

（１）研究開発成果の取扱い

①共通基盤技術の形成に資する成果の普及

研究開発実施者は、研究成果を広範に普及するよう努めるものとする。N E D Oは、研究開発実施者による研究成果の広範な普及を促進する。

②標準化施策等との連携

研究開発実施者は、国内標準化に向けた検討を行う。

③知的財産権の帰属、管理等取扱い

研究開発成果に関わる知的財産権については、「国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 新エネルギー・産業技術業務方法書」第 25 条の規定等に基づき、原則として、全て委託先に帰属させることとする。なお、開発段階から、事業化を見据えた知財戦略を構築し、適切な知財管理を実施する。

④知財マネジメントに係る運用

本プロジェクトは、「N E D Oプロジェクトにおける知財マネジメント基本方針」を適用する。

⑤データマネジメントに係る運用

本プロジェクトは、「N E D Oプロジェクトにおけるデータマネジメント基本方針（委託者指定データを指定しない場合）」を適用する。

（2）「プロジェクト基本計画」の見直し

N E D Oは、当該研究開発の進捗状況及びその評価結果、社会・経済的状況、国内外の研究開発動向、政策動向、研究開発費の確保状況等、プロジェクト内外の情勢変化を総合的に勘案し、必要に応じて目標達成に向けた改善策を検討し、達成目標、実施期間、実施体制等、プロジェクト基本計画を見直す等の対応を行う。

（3）根拠法

本プロジェクトは、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構法第 15 条第 1 項第 1 号イ及び第 3 号並びに第 9 号に基づき実施する。

6. 基本計画の改定履歴

- （1）2019 年 2 月 制定
- （2）2020 年 2 月 改定
- （3）2022 年 3 月 改定
- （4）2023 年 9 月 改定

研究開発計画

研究開発項目①－ 1 日本版コネクト＆マネージを実現する制御システムの開発

1. 研究開発の必要性

現在の日本では、新規に電源を系統に接続する際、系統の空き容量の範囲内で先着順に受け入れを行い、空き容量がなくなった場合には系統を強化した上で追加的な受け入れを行うこととなっている。一方、ヨーロッパにおいては、「Connect & Manage」（英国等）、「Priority Connection」（ドイツ等）、「Non Firm Access」（アイルランド等）といった考え方に基づき、既存系統の容量を最大限活用し、一定の条件付での接続を認める制度を導入している国もある。系統の強化には多額の費用と時間が伴うものであることから、まずは、既存系統を最大限活用していくことが重要である。系統の空き容量を柔軟に活用し、一定の制約条件の下で系統への接続を認める「日本版コネクト＆マネージ」の仕組みの具体化に向けた取組を進めていく必要がある。

2. 研究開発の具体的内容

既存系統の空き容量を柔軟に活用し、一定の条件の下で系統への接続を認めるノンファーム型接続といった「日本版コネクト＆マネージ」を実現する効果的かつ合理的な制御システムを開発する。開発した装置についてはフィールド試験を実施しその効果が十分であることを確認する。また、「日本版コネクト＆マネージ」の基盤技術を確立し仕様の国内標準化を図る。

なお 2019 年度は、資源エネルギー庁や電力広域的運営推進機関が主体となって取り組んでいるノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を確認しながら、ノンファーム型接続システムを開発可能とするための要件定義や要求仕様をまとめることを目的として、フィージビリティスタディ（FS）を行い、2020 年度以降の実証用システムの開発規模や導入エリア、フィールド試験における実証内容を検討している。

2020 年度以降については、初年度の FS の結果やノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を踏まえて策定することとし、以下の通り達成目標を設定した。

3. 達成目標

【最終目標】（2023 年度末）

開発したノンファーム型接続システムについて、実フィールド実証等を通じ効果を検証し、合理的かつ効率的なシステムを構築する。また、ノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を踏まえ、ノンファーム型接続システム活用による運用方法を確立する。さらに、フィールド実証による検証結果をもとにノンファーム型接続システムを実現するための基盤技術を確立し、一般送配電事業者や発電事業者等に展開できるよう要求仕様を取り纏める。具体的には、以下の目標を設定する。

- ・ ノンファーム型接続システムについて、フィールド実証においてノンファーム適用系統の活用可能な空き容量に対し、ノンファーム発電事業者による発電を制度設計に基づき最大限受け入れた際にも、計画通りに出力制御（制度設計に基づき、算出した各コマ（30 分毎 48 コマ／日）の出力制御値を、当該コマのゲートクローズ後（実需給断面の 1 時間前）に送信）を行い、混雑を発生することなく適正な運用が可能であることが検証されていること。
- ・ ノンファーム型接続システムについて、従来の電力需給バランス維持のための再生可能エネルギーの出力制御システム等と協調運用が可能であり、フィールド実証にて検証されていること
- ・ また、システム全体のコスト最小化の観点から、システム保守業務及び潮流計画・監視業務の煩雑化を極力回避し、保守・運用者の負担が極力増加しないような合理的かつ効率的なシステムが開発されること
- ・ フィールド実証による検証結果をもとにノンファーム型接続システムを実現するための基盤技術を確立し要求仕様を取

り纏めること

【中間目標】（2021 年度末）

FS の結果から得られたシステム実現のための要件定義やノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を踏まえ、ノンファーム型接続を実現するためのシステム設計・開発を実施する。なお、2021 年度末時点においては、以下の技術レベルに到達することを目標とする。

- ・ ノンファーム型接続システムについて、ノンファーム適用系統の活用可能な空き容量に対し、ノンファーム発電事業者による発電を制度設計に基づき最大限受け入れた際にも、計画通りに出力制御を行い、適正な運用を可能とする制御方式が確立されていること
- ・ システム全体のコスト最小化の観点から、保守・運用者の負担が軽減される合理的かつ効率的な仕組みがシステムの設計に織り込まれていること
- ・ フィールド実証に向けて、効果的かつ合理的な検証を行うための実証計画が策定されていること

【初年度目標】（2019 年度末）

2019 年度に実施する FS の達成目標については、以下の技術レベルに到達することを目標とする。なお、2020 年度以降の達成目標は、FS 結果を踏まえて新たに策定する。

- ・ ノンファーム型接続システム実現のための要件が定義されていること。また、2020 年度以降、速やかに発注ができるよう要求仕様がまとめられていること
- ・ 2020 年度以降の具体的な実証用システム開発規模や導入エリア、フィールド試験における実証内容、実証スケジュールがまとめられていること
- ・ 再エネ発電事業者が精度のよい発電予測を可能とする汎用ソフトウェアについて調査されていること。また、送配電事業者の実施するサイトの需要予測精度向上のための手法について調査されていること

研究開発項目①－２ 慣性力等の低下に対応するための基盤技術の開発

1. 研究開発の必要性

現在の電力系統では、発電機は同期機が支配的であって、全ての発電機が一定の回転数を保ちながら同期運転している。同期機は、その基本的な特性として、系統周波数で位相を同期させながら運転継続されるよう作用する同期化力や系統擾乱時等において発電機出力や回転数が一定に維持されるように調整する慣性力等を保有している。しかし、今後の再生可能エネルギーの導入状況を踏まえると、想定以上に早い時期に同期発電機が減少し、これまで系統が保有していたこれらの力が低下することにより系統が不安定になることが懸念される。これは、世界的にも慣性力（イナーシャ）低下問題として議論されている。

海外では、一時的に再生可能エネルギーが既に需要の半分に達する地域があるという報告もされており、再生可能エネルギーの大量導入による電力系統への影響が顕在化しつつある。近年、オーストラリアでは慣性力不足（再エネ発電比率約 48%）が原因とみられる大規模停電が発生した。また、系統規模の比較的小さいアイルランドでは再エネ発電比率に制限（65%）を設けて運用している。

一方、国内でも電力中央研究所による研究では、東系統（50Hz）に比べより過酷な中西系統（60Hz）において、再エネ発電比率が 50%を超えると広域停電の増加が懸念されると報告されており、アイルランドでも当初は制限値を 50%から制約を設け運用していることから、「50%」が国内での一つの指標とみている。また、2030 年にはこの「50%」を超える系統断面が顕在化していることが予想される。

本事業では、再生可能エネルギーの大量導入に伴う慣性力、同期化力の低下対策として、系統周波数維持及び安定度維持による電力の安定供給を目的に対策を講ずる。

2. 研究開発の具体的内容

電力系統の慣性力等を監視するための PMU を用いた常時監視システムの基盤技術を開発し、系統の慣性力等が低下した際に、これを向上させるための効果的かつ合理的な運用方策を検討する。また、慣性力等が具備されている制御装置の仕様の検討を行う。

3. 達成目標

【最終目標】（2021 年度末）

電力系統の慣性力等を把握するための PMU を用いた常時監視システムの基盤技術を開発し要求仕様を取りまとめるとともに、系統の慣性力等が低下した際に、これを向上させるための効果的かつ合理的な運用方策を提示する。また、慣性力等を具備した制御装置の基盤技術を開発し、実フィールドで使用可能な装置の要求仕様を取りまとめる。具体的には以下の技術レベルに到達することを目標とする。

（1）慣性力等が把握可能な常時監視システムの基盤技術開発

- ・ PMU を用いた電力会社間でデータ比較・検証が可能な常時監視システムの開発に必要なデータが取得及び分析ができていること。また開発時に必要となる要求仕様がまとめられていること
- ・ 2 つ以上のアプローチを検証した上で、電力系統の慣性力等を把握するための基盤的な手法が開発されていること

（2）慣性力等を備えた制御装置の基盤技術開発

- ・ 慣性力等を備えた制御装置について、従来の電力システムと接続可能な機能を有し、必要な慣性力等低下対策機能を備えている基盤的な手法が開発されていること。また開発時に必要となる基本的な要求仕様がまとめられていること

研究開発項目②－１ 配電系統における電圧・潮流の最適な制御方式の開発

１．研究開発の必要性

2014 年度から 2018 年度まで N E D O において実施している「分散型エネルギー次世代電力網構築実証事業」では、配電系統における系統側機器による電圧制御に関する一定の成果が得られている。

然しながら、FIT 以降の急激な再生可能エネルギーの配電系統接続、更には 2018 年 7 月 3 日に閣議決定された「第 5 次エネルギー基本計画」において、再生可能エネルギーを主力電源化、一層の再生可能エネルギーの導入目標が掲げられたところであり、今後一層の再生可能エネルギーの導入が進むと見込まれ、大量の逆潮流に伴う電圧降下などの課題が顕在化することが予測されているため、これらを回避するための技術開発が必要な状況である。

また、FIT 終了などを背景に今後は多くの需要家が蓄電池等の蓄エネルギー技術を活用して太陽光発電の自家消費の移行も起きてくると考えられる。加えて、地域単位での経済運用や系統需給運用の問題（余剰電力、インバランス、ダックカーブ、出力急変等）に対する調整力として需要家側資源（PV、蓄電池等）を活用するアグリゲータが出現しており、多数の需要家側資源を統合制御するバーチャルパワープラント（VPP）の構築に向けた動きが活発化することも想定され、配電系統の電圧・潮流の変動が複雑化により適正電圧管理や過負荷防止等、配電系統の安定運用が困難となることが懸念される。

こうした変化に対応し、アグリゲータビジネスや需要家側での活発な電力の取引を積極的に推進するためにも、電圧の管理を主体とする従来型の配電系統の監視・制御を抜本的に強化していくことが必要であり、現在取り組まれている需要能動化や自家消費進展後の潮流・電圧制御方式を開発し、系統安定化に資する技術的な整理と運用技術の開発が必要である。

また、電力系統は、再生可能エネルギーの大量導入と各関連技術の進展等により、大きな変革を迫られており、現状及び今後に予想される技術の進展、社会の変化の方向性を踏まえ、2050 年頃までの電力系統の将来像を念頭におくことは非常に重要である。

２．研究開発の具体的内容

今後一層の再生可能エネルギーの導入の進展に伴い、顕在化することが予測される大量の逆潮流に伴う電圧降下などの課題を回避するために必要な技術開発について解析、運用・制御の面からそれぞれ取り組み、再エネ導入量に応じた対策の道筋を示す。その中で、将来の電力の全体最適を見据えつつ、需要能動化や自家消費進展後において、需要家側リソース（PV、蓄電池、HP 給湯器、等）と連携し、需要家の経済性・利便性を維持しながら、配電系統の潮流・電圧制御及び二次系統への影響緩和を低コストで的確に実現する配電系統潮流・電圧制御方式を開発する。また、需要家側リソースを適切に管理する機器の検討を行い、系統連系可能な要件定義について解析できるシミュレーションプログラムの仕様を検討する。

３．達成目標

【最終目標】（2021 年度末）

- ・ 需要能動化及び自家消費進展後の状況において、配電線全体の電圧・潮流の適正化を図ることを目的に、需要家側リソースも制御対象に取り入れ、配電線全体で需要家側リソースと系統側の電圧調整機器（SVR、TVR、SVC 等）の制御量を適切に分担する 2 つの制御方式（ローカル制御方式及び集中制御方式）を開発すること
- ・ 開発する制御方式は配電系統の電圧・潮流を適正（101V±6V 以内、過負荷無し）に維持可能であること

研究開発項目②－２ 高圧連系 P C S における電圧フリッカ対策のための最適な単独運転検出方式の開発

1. 研究開発の必要性

再生可能エネルギーからの逆潮流による電圧上昇対策として、太陽光発電設備の力率一定制御が導入されているが、連系量の増加に伴い無効電力量も増加するため、特別高圧系統への影響も懸念される。さらに、電圧フリッカ、電圧不平衡など電力品質への様々な影響が顕在化してきており、これら課題を解決するために必要な技術開発が求められている。

2. 研究開発の具体的内容

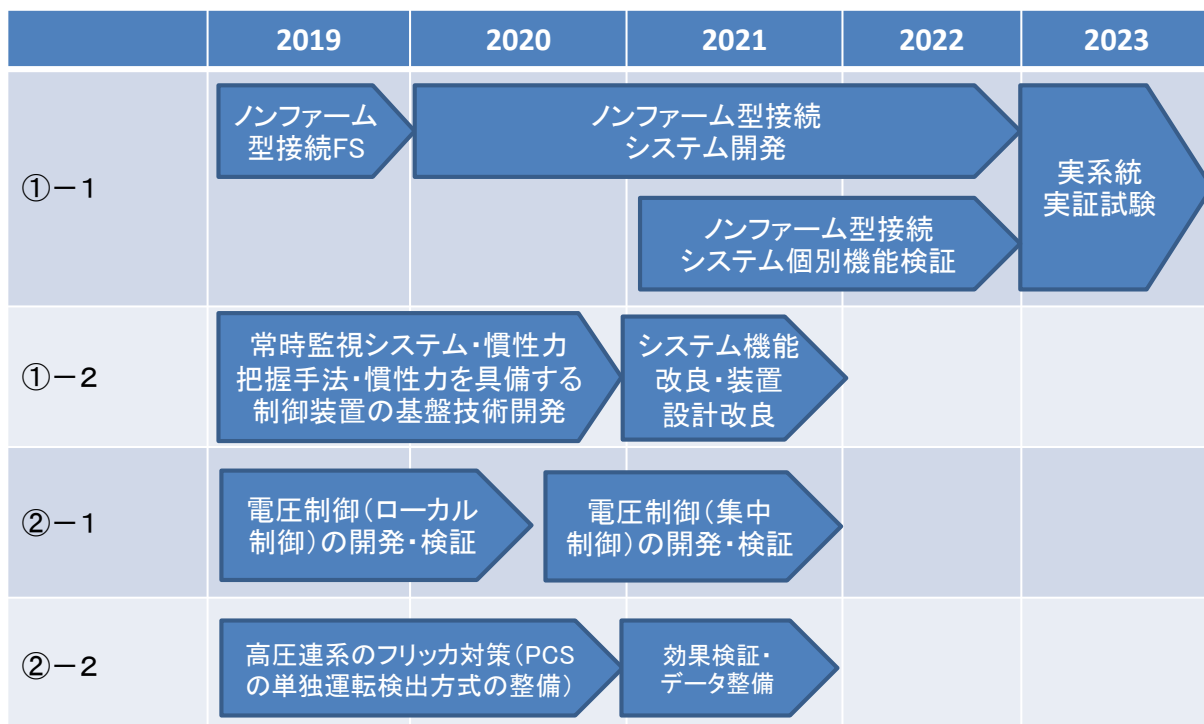
再エネの更なる導入拡大時に電力品質上の問題を回避するために必要な技術開発について保護・保安の面から取り組み、系統連系可能な要件定義について検討を実施する。

3. 達成目標

【最終目標】（2021 年度末）

- ・ インバータによる高圧連系の単独運転検出に関して、系統の電力品質を確保しつつ、求められる時限(3s 程度)以内に検出できる方式について、実験環境での検証を行い、系統連系規程への反映に必要となるデータを取得できていること

研究開発スケジュール



●プロジェクト開始時関連資料（事前評価結果、パブリックコメント募集の結果）

事前評価結果

2019 年度新規案件に係る事前評価結果について

案件名	再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術
推進部署	スマートコミュニティ部
総合コメント	再生可能エネルギーの出力変動に対応した電力系統安定化は、喫緊の課題であり成果の公益性が高い。電力系統の慣性力を考慮した系統運用技術の開発は、先進的に取り組むべき重要な課題の一つである。そのため世界的に再生可能エネルギー導入が活発化する中で、この技術の導入時期を前倒しすることを是非期待したい。研究開発内容、実施及びマネジメントの体制ともに明確に設定されているが、個々の要素技術の研究開発がどのように有機的に作動して、電力系統の安定化が得られるのかを示したアウトカムへの道筋については、曖昧であるので見直しが望まれる。アウトカムの道筋の明確化により、送電・配電の全体最適化につなげることを期待したい。

【参考2】

「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発」に対するパブリックコメント募集の結果について

平成31年3月1日
NEDO
スマートコミュニティ部

NEDO POSTにおいて標記基本計画(案)に対するパブリックコメントの募集を行いました結果をご報告いたします。
貴重なご意見をいただき、ありがとうございました。

1. パブリックコメント募集期間
平成30年12月27日～平成31年1月11日
2. パブリックコメント投稿数＜有効のもの＞
計2件
3. パブリックコメントの内容とそれに対する考え方

ご意見の概要	ご意見に対する考え方	基本計画・技術開発課題への反映
1. 研究開発の目的 (3) 研究開発の内容		
[意見1] (1件) 同事業計画書に記載されている、再エネの大量導入により、火力等の同期発電機の運用台数が減ってくると、電力系統は瞬間的な大きな変動に耐えられなくなる傾向であり（オーストラリアでは慣性力不足による大規模停電が発生）、調整力（慣性力）の確保が重要となる。発電効率はリチウムイオン蓄電池より悪いが、大規模化（>1GWh）が可能であり、設備コストとO&Mコストが安価な同期発電機（慣性力）を有する蓄熱発電（*）の導入は有効と思われる。送電系統の増強コストよりも安価となるのではないかと？ （*）再エネ余剰電力を熱変換して貯蔵し必要な時に電力（汽力発電）もしくはコージェネ（熱電併給）か熱供給としてエネルギー供給するシステム。欧州にて先行する技術。	[考え方] ご意見ありがとうございます。 ご提案いただいた蓄熱発電も、電力系統の慣性力不足の課題解決に貢献する有効な手法の一つと考えます。ただし、本事業では、電力系統全体をカバーする手法を対象としており、ご提案いただいた内容では、適用の範囲が限定的となるため、本事業とは別に検討すべきものと考えます。	[反映の有無と反映内容] 特になし。
[意見2] (1件) 「研究開発項目②-2 高圧連系PCSにおける電圧フリッカ対策のため最適な単独運転開発方式の開発」について以下意見致します。 (意見) ① 高調波注入方式や次数間高調波方式等の非無効電力注入方式の利用についても検討内容に含める。 ② 大容量設備においては、PCS単体で対応するのではなく、設備一括での対応も含めた対応も併せて検討する。	ご意見ありがとうございます。 ご提案いただいた①高調波注入方式や次数間高調波方式等の非無効電力注入方式及び②大容量設備において設備一括での対応についても情報収集を実施し、最適な方式を検討したいと考えています。	特になし。

●論文・外部発表等リスト

(2024 年 6 月現在)

【論文】

番号	発表者	所属	タイトル	発表誌名、ページ番号	査読	発表年月
1	田辺 隆也	電力中央研究所	A Practical Method for Analyzing the Impact of Grid Constraints Based on the Optimal Sensitivity of Locational Marginal Pricing	IEEE PES ISGT NA (Innovative Smart Grid Technologies、North America) 2024	2024 年 2 月 19 日	IEEE Xplore に掲載 DOI: 10.1109/ISGT59692.2024.10454122

【外部発表】

(a) 研究発表・講演（口頭発表も含む）

1. 日本版コネクト&マネージ実現に向けたフィージビリティスタディ

番号	発表者	所属	タイトル	会議名	発表年月
1	高瀬 秀和 湯浅 卓也 内野 雅行	東電設計株式会社	日本版コネクト & マネージ実現に向けたフィージビリティスタディーについて（その 1）～ 特別高圧系統でのノンファーム接続の導入ポテンシャルの試算 ～	令和 3 年 電気学会 全国大会	2021 年 3 月
2	安藤 希美	株式会社三菱総合研究所	日本版コネクト & マネージ実現に向けたフィージビリティスタディについて（その 2）～ 配電系統でのノンファーム接続の導入ポテンシャルの試算～	令和 3 年 電気学会 全国大会	2021 年 3 月

2.日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発

番号	発表者	所属	タイトル	会議名	発表年月
1	田山 幸彦	東京電力パワーグリッド株式会社	日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発プロジェクト推進状況	広域系統整備委員会	2021 年 6 月 29 日
2	森田 歩	株式会社日立製作所	デジタル化が切り拓く 2050 年カーボンニュートラル～電力・エネルギー部門の挑戦～	令和 3 年 電力・エネルギー部門大会	2021 年 8 月 25 日
3	大谷 哲夫、 パウデル サロ ジュ、 石平 祥起、 長野 博司	電力中央研究所	ノンファーム型接続対象の特別高圧発電設備に関する IEC 61850 ベースの伝送仕様の検討	令和 3 年電気学会電力・エネルギー部門大会	2021 年 8 月 26 日
4	Dr. Norihiro SUZUKI	株式会社日立製作所	HITACHI's vision for a carbon-neutral future	The 23rd European Conference on Power Electronics and Applications	2021 年 9 月 10 日
5	鈴木 朋子	株式会社日立製作所	カーボンニュートラルに向けたエネルギーシステムと日立の考えるサステナブルな未来	日立 Social Innovation Forum 2021	2021 年 10 月 11 日
6	鈴木 朋子	株式会社日立製作所	2050 年のカーボンニュートラルに向けた産官学の取組	COP26 JAPAN PAVILION ICEF2021 “2050 年へのカーボンニュートラルの道筋”	2021 年 11 月 9 日
7	森田 歩	株式会社日立製作所	カーボンニュートラル戦略の押さえどころ	日経ビジネス、日経クロステック、日経 BP 総合研究所 主催 ゼロカーボミクスを勝ち抜く経営ビジョン	2021 年 12 月 16 日
8	宇田川 佑介	東京大学	送電網混雑を考慮した Security Constrained Unit Commitment を用いた予備解析	令和 4 年電気学会全国大会	2022 年 3 月
9	石井 英俊	株式会社 J-POWER ビジネスサービス	太陽光発電出力制御特性把握を目的とした太陽光発電出力の分析	令和 4 年電気学会全国大会	2022 年 3 月
10	田辺 隆也	電力中央研究所	Δ LMP に基づく電力潮流解析手法－系統制約の評価－	令和 4 年電気学会全国大会	2022 年 3 月 9 日

11	齊藤 朋世	構造計画研究所	Security-Constrained Unit Commitment を用いた太陽光発電出力の予測誤差が与える影響の予備解析	令和4年電気学会全国大会電力・エネルギー部門大会	2022年9月
12	田辺 隆也	電力中央研究所	Δ LMP に基づく系統制約の解析に関する基礎研究	令和4年電気学会電力・エネルギー部門大会	2022年9月9日
13	田辺 隆也	電力中央研究所	An OPF Based Method for Analyzing Grid Constraints Using Δ LMP	IEA WIND Task25 34th Research Meeting	2022年11月9日
14	石井 英俊	株式会社 J-POWER ビジネスサービス	太陽光発電出力実績からの太陽光発電出力制御特性関数の作成	令和5年電気学会全国大会	2023年3月
15	平川 哲也、 上田 紀行	電力中央研究所	日本版コネクト&マネージメントシステムにおける制御値伝送シミュレーション環境の基礎検討	令和5年電気学会全国大会	2023年3月15日
16	田辺 隆也	電力中央研究所	A Practical Method for Analyzing the Impact of Grid Constraints Using Δ LMP Based on ACOPF	IEA WIND Task25 35th Research Meeting	2023年5月8日
17	齊藤 朋世	構造計画研究所	信頼度制約付き発電機起動停止計画による太陽光発電出力の予測誤差が与える影響の解析	2023年電力技術・電力系統技術合同研究会	2023年9月
18	Gari da Silva Fonseca Junior João	東京大学	Power System Congestion and Day-ahead Local PV Power Forecasting: A Case-Study with the EAST10 Model	2023年電力技術・電力系統技術合同研究会	2023年9月
19	福留 潔	株式会社 J-POWER ビジネスサービス	SCUC と ACOPF の連携手法に関する検討	2023年電力技術・電力系統技術合同研究会	2023年9月
20	竹内 知哉	東京大学	変圧器リアクタンスの二次関数近似による ACOPF の性能評価	2023年電力技術・電力系統技術合同研究会	2023年9月
21	石井 英俊	株式会社 J-POWER ビジネスサービス	PV の出力多様性を考慮した制御特性関数の作成と検証	2023年電力技術・電力系統技術合同研究会	2023年9月
22	齊藤 朋世	構造計画研究所	Security-Constrained Unit Commitment を用いた太陽光発電出力の予測誤差が与える影響の解析	令和5年電気学会全国大会電力・エネルギー部門大会	2023年9月
23	拵 博人	伊藤忠テクノソリューションズ株式会社	WF 稼働情報を利用した風力発電ローカル予測手法の検討	令和5年電気学会電力・エネルギー部門大会	2023年9月4日

24	小笠原 有香	NEDO	Smart Grid Related R&D Activities for Carbon Neutrality in Japan	KOREA SMART GRID EXPO 2023（オンライン）	2023 年 10 月 18 日
25	石井 英俊	株式会社 J-POWER ビジネスサービス	過積載を考慮した太陽光発電出力制御特性関数の定量的検証	令和 6 年電気学会全国大会	2024 年 3 月
26	齊藤 朋世	構造計画研究所	信頼度制約付き発電機起動停止計画と交流法最適潮流計算の連携による将来系統の解析	令和 6 年電気学会全国大会	2024 年 3 月
27	福田 拓宏	東京電力パワーグリッド株式会社	日本版コネクト＆マネージを実現する制御システムの開発	広域系統整備委員会	2024 年 3 月 8 日
28	小笠原 有香	NEDO	Connect and Manage Projects in Japan	Mission Innovation Green Powered Future Mission Workshop（オンライン）	2024 年 3 月 13 日
29	拵 博人	伊藤忠テクノソリューションズ株式会社	ローカル風力発電出力予測における WF 詳細データ及び風況観測値の活用可能性	令和 6 年電気学会全国大会	2024 年 3 月 16 日
30	岩本 伸一、 奈良 宏一、 小笠原 有香、 福田 拓広、 国藤 靖彦	早稲田大学、 茨城大学、 NEDO、 東京電力パワーグリッド株式会社	・ カーボンニュートラルを目指した再エネ大量導入と電力安定供給（基調講演） ・ 日本版コネクト＆マネージを実現する制御システムの開発事業（事業紹介） ・ 日本版コネクト＆マネージを実現する制御システムの開発（成果報告） ・ フィールド実証結果（成果報告） ・ ローカル予測精度の検討（成果報告） ・ 閉会にあたって ～事業の総括と今後の取り組みへの期待～ ※詳細は こちら	NEDO 日本版コネクト＆マネージを実現する制御システムの開発事業の成果報告会	2024 年 6 月 26 日

(b)新聞・雑誌等への掲載

番号	所属	タイトル	掲載誌名	発表年月
1	東京電力パワーグリッド株式会社 東京電力ホールディングス株式会社 北海道電力ネットワーク株式会社 東北電力ネットワーク株式会社 一般財団法人電力中央研究所	東電 P G など 12 者 ノンファーム型電源接続 制御システム 開発へ	電気新聞	2020 年 6 月 30 日
2	東京電力パワーグリッド株式会社	ノンファーム型接続の全国展開へ、システム開発着々と＜第 1 特集：主力電源化へ系統接続抜本強化＞（3）東電 P G の岡本副社長に聞く	創 省 蓄エネルギー時報	2020 年 8 月 15 日
3	四国計測工業株式会社	【トレンド・アプローチ】膨大な再エネ、制御せよ	電気新聞	2023 年 4 月 10 日
4	NEDO、 早稲田大学（岩本 PL）、 茨城大学（奈良 SPL）、 東京電力パワーグリッド株式会社、 株式会社日立製作所、 伊藤忠テクノソリューションズ株式会社	■特集■ 再エネ主力電源化の実現へ！ 知っておきたい、 次世代電力ネットワーク	Focus NEDO 第 90 号	2023 年 12 月
5	四国計測工業株式会社	再エネの主力電源化に向けて 適正な制御で系統連系拡大 に貢献	エネルギーフォーラム（雑誌）	2024 年 1 月 1 日
6	NEDO、東京大学、ほか	Active Power Management of Photovoltaic Systems	IEA PVPS Task14 レポート	2024 年 1 月
7	伊藤忠テクノソリューションズ株式会社	ローカル風力発電出力予測における WF 詳細データ及び 風況観測値の活用可能性に関する検討	スマートグリッド（雑誌）	2024 年 4 月
8	四国計測工業株式会社	電力の安定供給と再生可能エネルギー電源導入拡大に貢献す る再エネ出力制御システム	スマートグリッド（雑誌）	2024 年 7 月

(c)プレスリリース・その他

番号	所属	タイトル	発表先等	発表年月日
1	東京電力パワーグリッド株式会社	日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発の実施について	Web	2020 年 6 月 29 日
2	北海道電力ネットワーク株式会社	再生可能エネルギーの導入拡大に向けた NEDO 実証事業への参画について～「日本版コネクト&マネージ」を実現する制御システムの開発～	Web	2020 年 6 月 29 日
3	東北電力ネットワーク株式会社	「日本版コネクト&マネージ」を実現する制御システムの開発について～N E D O 公募事業に採択～	Web	2020 年 6 月 29 日
4	一般財団法人電力中央研究所	「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発／研究開発項目①－ 1 日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発」を 2020 年度より実施	Web	2020 年 6 月 29 日
5	株式会社テプコシステムズ	「日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発」の実施について	Web	2020 年 6 月 29 日
6	東京電設サービス株式会社	日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発の実施について	Web	2020 年 6 月 29 日
7	株式会社日立製作所	日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発の実施について	Web	2020 年 6 月 29 日
8	四国計測工業株式会社	日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発の実施について	Web	2020 年 6 月 29 日
9	一般財団法人日本気象協会	日本気象協会、「再生可能エネルギー大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発」に採択される～「日本版コネクト&マネージ」実現のため、ローカル系統に特化した再エネ予測技術の確立を目指す～	Web	2020 年 6 月 29 日
10	伊藤忠テクノソリューションズ株式会社	再生可能エネルギーに関連する日本版コネクト&マネージを実現する制御システム開発に参加	Web	2020 年 6 月 29 日
11	一般財団法人電力中央研究所	日本版コネクト&マネージメントシステム～特別高圧発電設備向け制御値伝送仕様～	東京電力パワーグリッド HP「出力制御機能付 PCS 等（66kV 以上）技術仕様書・伝送仕様書の公開および高圧・特別高圧の発電所 I D に係るお知らせ」	2021 年 9 月 6 日
12	東京電力パワーグリッド株式会社	出力制御機能付き PCS 等（66kV 以上）技術仕様書	東京電力パワーグリッド HP「出力制御機能付 PCS 等（66kV 以上）技術仕様書・伝送仕様書の公開および高圧・特別高圧の発電所 I D に係るお知らせ」	2021 年 9 月 6 日

(d)受賞実績

番号	発表者	所属	タイトル	会議名	発表年月日	受賞名
1	拵 博人	伊藤忠テクノソリューションズ株式会社	WF 稼働情報を利用した風力発電ローカル予測手法の検討	令和 5 年電気学会電力・エネルギー部門大会	2023 年 9 月 4 日	YOC 奨励賞
2	齊藤 朋世	構造計画研究所	Security-Constrained Unit Commitment を用いた太陽光発電出力の予測誤差が与える影響の予備解析	令和 4 年電気学会全国大会 電力・エネルギー部門大会	2022 年 9 月 7 日	YOC 奨励賞
3	齊藤 朋世	構造計画研究所	信頼度制約付き発電機起動停止計画による太陽光発電出力の予測誤差が与える影響の解析	2023 年電力技術・電力系統技術合同研究会	2023 年 9 月 25 日	優秀論文発表賞

2. 分科会公開資料

次ページより、推進部署・実施者が、分科会において事業を説明する際に使用した資料を示す。

「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力 ネットワーク安定化技術開発／①ー1 日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発」 (終了時評価)

2019年度～2023年度 5年間 【評価対象年度：2022～2023年度】

プロジェクトの説明（公開版）

2024年10月11日

国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構
再生可能エネルギー部

報告内容

評価項目

1. 意義・アウトカム（社会実装）達成までの道筋



2. 目標及び達成状況



3. マネジメント

(※)本事業の位置づけ・意義
(1) アウトカム達成までの道筋
(2) 知的財産・標準化戦略

(1) アウトカム目標及び達成見込み
(2) アウトプット目標及び達成状況

(1)実施体制
(※)受益者負担の考え方
(2)研究開発計画

(※)の項目は評価対象外

- ・ 事業の背景・目的
- ・ 従前の先着優先での接続ルールと空き容量の課題
- ・ 政策・施策における位置づけ
- ・ 技術戦略上の位置づけ
- ・ 他事業との関係
- ・ 外部環境の状況（海外動向、日本のノンファーム型接続）
- ・ アウトカム達成までの道筋
- ・ 知的財産・標準化：オープン・クローズ戦略

- ・ 本プロジェクトにおける「実用化・事業化」の考え方
- ・ アウトカム目標の妥当性
- ・ アウトカム目標の達成見込み（C&Mシステム、再エネ連系拡大）
- ・ システム開発の必要性
- ・ 本事業における研究開発項目の位置づけ
- ・ アウトプット（終了時）目標の設定及び根拠
- ・ アウトプット目標の達成状況
- ・ フィールド実証の概要、実証結果概要、仕様策定ほか
- ・ 研究開発成果の副次的成果等
- ・ 論文発表などの対外発表

- ・ NEDOが実施する意義
- ・ 実施体制
- ・ 実施項目の分担と連携
- ・ 個別事業の採択プロセス
- ・ 研究データの管理・利活用
- ※予算及び受益者負担
- ・ 目標達成に必要な要素技術
- ・ 研究開発のスケジュール
- ・ 進捗管理
- ・ 進捗管理：中間評価結果への対応
- ・ 進捗管理：動向・情勢変化への対応
- ・ 進捗管理：成果普及への取り組み
- ・ 成果報告会での声

＜評価項目 1＞ 意義・アウトカム（社会実装） 達成までの道筋

- (※) 本事業の位置づけ・意義
 - (1) アウトカム達成までの道筋
 - (2) 知的財産・標準化戦略
- * 評価対象外

報告内容

評価項目

1. 意義・アウトカム（社会実装）達成までの道筋

(※)本事業の位置づけ・意義
(1) アウトカム達成までの道筋
(2) 知的財産・標準化戦略

- ・ 事業の背景・目的
- ・ 従前の先着優先での接続ルールと空き容量の課題
- ・ 政策・施策における位置づけ
- ・ 技術戦略上の位置づけ
- ・ 他事業との関係
- ・ 外部環境の状況（海外動向、日本のノンファーム型接続）
- ・ アウトカム達成までの道筋
- ・ 知的財産・標準化：オープン・クローズ戦略

2. 目標及び達成状況

(1) アウトカム目標及び達成見込み
(2) アウトプット目標及び達成状況

3. マネジメント

(1)実施体制
(※)受益者負担の考え方
(2)研究開発計画

(※)の項目は評価対象外

事業の背景・目的

- 再生可能エネルギーの更なる導入拡大を図るためには、**電力システムの制約を克服していくことが重要**。
- 系統制約の克服のための系統の増強には一定程度の時間を要することから、系統の増強と並行しながら既存系統を最大限に活用することが必要。
- 再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制を両立するためには、まずは既存系統を最大限に活用することが有効であることから、欧州の事例も参考にしながら、「**日本版コネクト&マネージ**」の具体化を早期に実現することが必要。

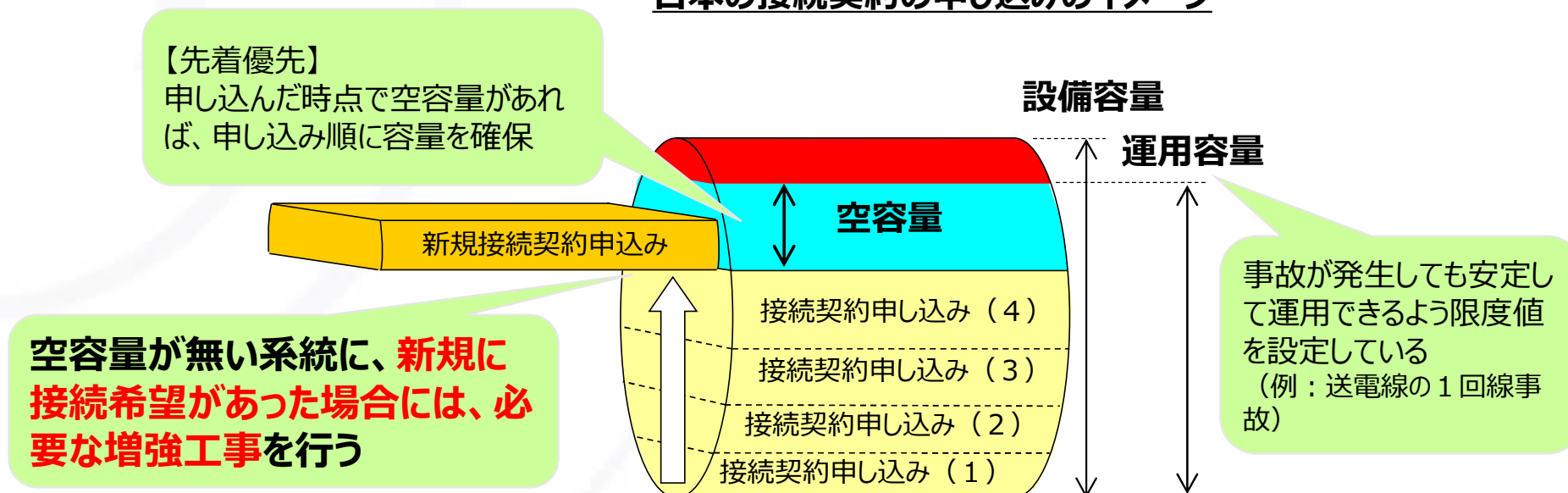


事業の目的

送電線混雑時の出力制御を条件に新規接続を許容するノンファーム型接続といった「日本版コネクト&マネージ」を実現する制御システムを開発するとともに、基盤技術を確立し仕様の国内標準化を図る

従前の先着優先での接続ルールと空き容量の課題

日本の接続契約の申し込みのイメージ



系統の増強には多額の費用と時間が伴うものであることから、
まずは、既存系統を最大限活用していくことが重要

政策・施策における位置づけ

第5次エネルギー基本計画（2018年7月に閣議決定）

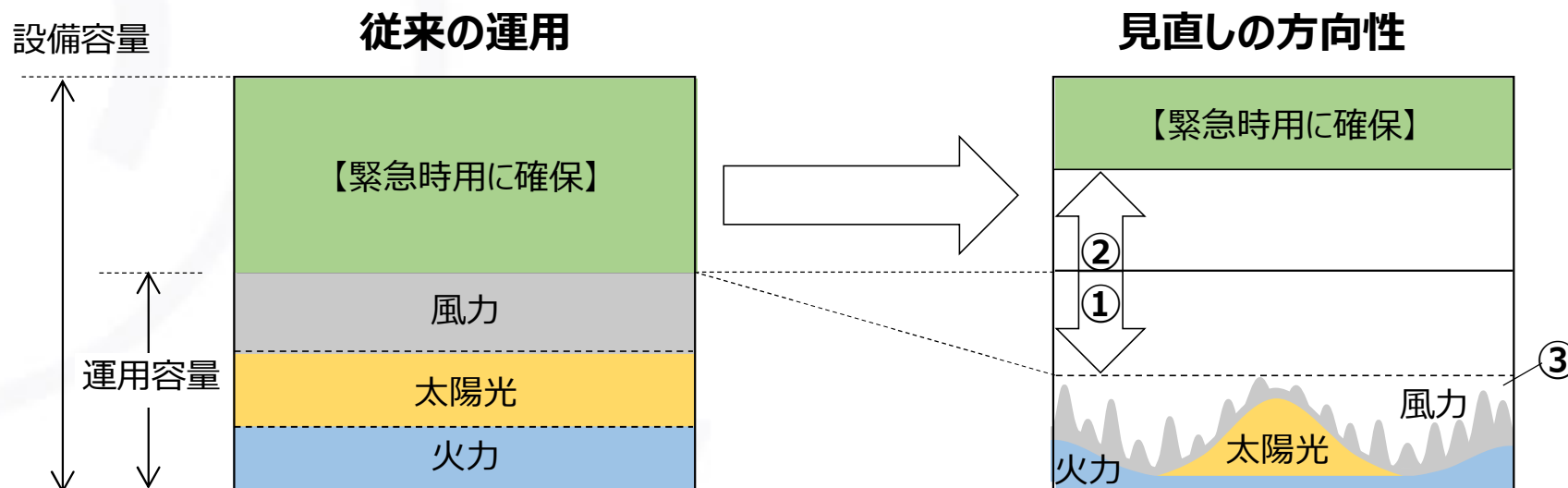
- ・2030年度の総発電電力量のうち再生可能エネルギーの割合は22～24%程度。
- ・我が国の系統は、これまで主として大規模電源と需要地を結ぶ形で形成されてきており、再生可能エネルギー電源の立地ポテンシャルとは必ずしも一致しておらず、**再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、系統制約が顕在化しつつある。このため、今後、再生可能エネルギーの主力電源化を進める上で、この系統制約を解消していくことが重要となる。**
- ・**系統の空き容量を柔軟に活用する「日本版コネクト&マネージ」を具体化し、早期に実現する。**具体的には、過去の実績をもとに、将来の電気の流れをより精緻に想定し、空き容量を算出する方法である想定潮流の合理化に加え、事故時の瞬時停止装置を用いた緊急時用の送電枠の活用や、**系統混雑時における制御など「一定の制約条件の下で系統への接続」といった方策、**さらには系統情報等に係る情報開示・公開の在り方等について、議論を加速化し、その結果に基づいて必要な措置を講ずる。

第6次エネルギー基本計画（2021年10月に閣議決定）

- ・2030年度の総発電電力量のうち**再生可能エネルギーの割合は36～38%程度に引き上げ。**
- ・今後も引き続き運用容量を開放するために、ノンファーム型接続の適用範囲をローカル系統まで早期に拡大する。

⇒ローカル系統までを対象とした「日本版コネクト&マネージ」の早期実現が求められる。

政策・施策における位置づけ



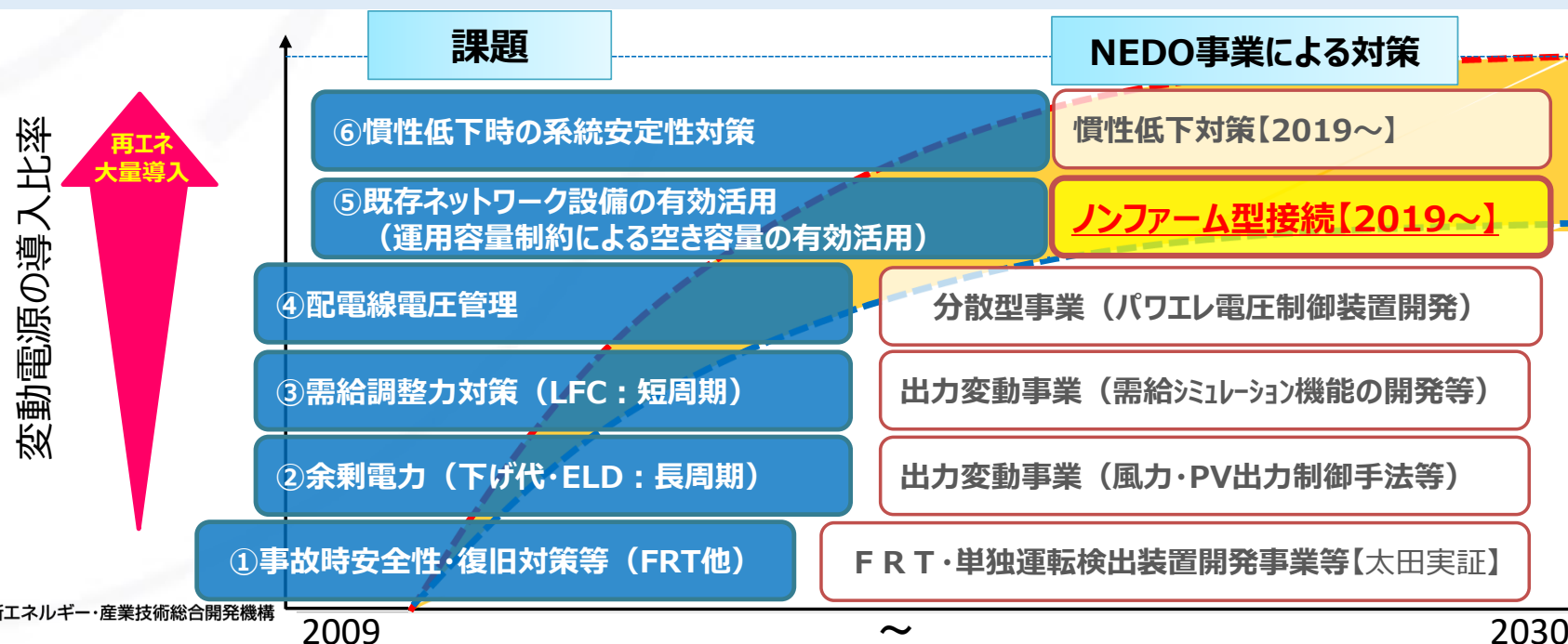
日本版コネクト&マネージ

	従来（従来）の運用	見直しの方向性	
① 空容量の算定	全電源フル稼働	想定潮流の合理化	実態に近い想定
② 緊急時用の枠	半分程度を確保	N-1電制	事故時に瞬時遮断する装置の設置により、枠を開放
③ 出力制御前提の接続	通常は想定せず	ノンファーム型接続	混雑時の出力制御を前提とした、新規接続を許容

⇒ **ノンファーム型接続が残された課題。（2018年度末時点）**

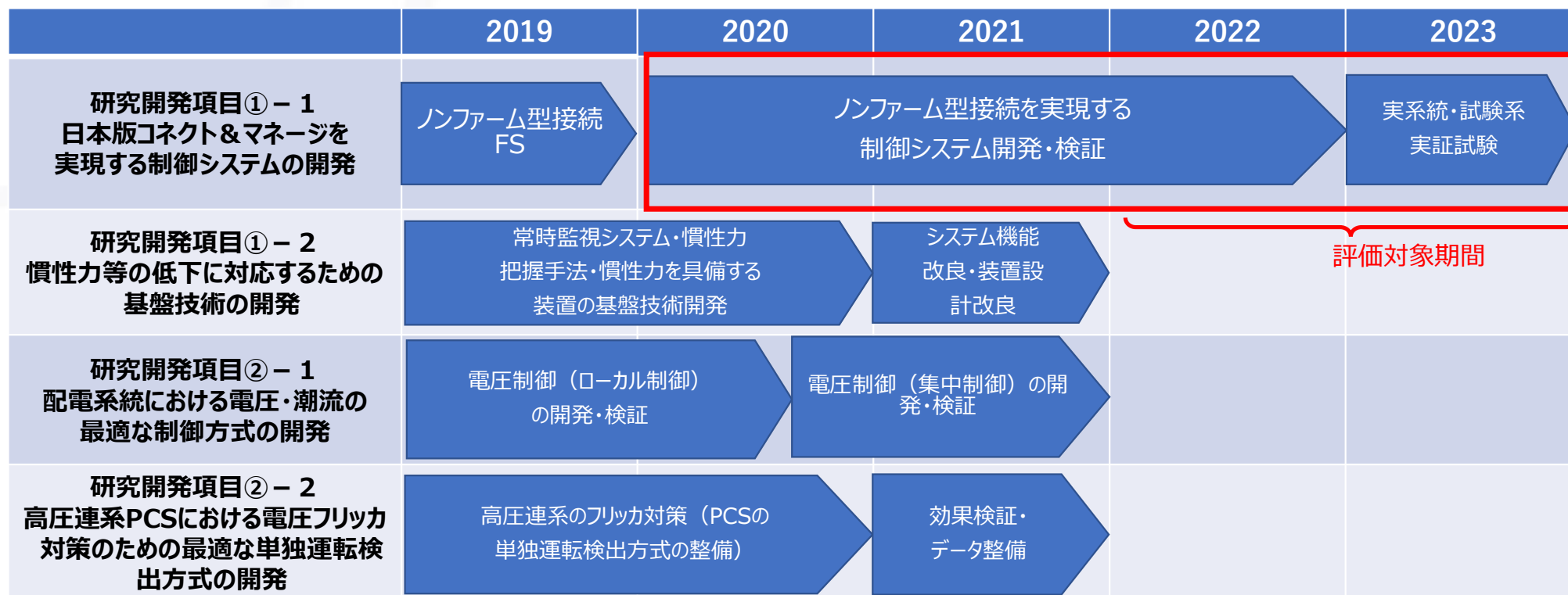
技術戦略上の位置づけ

- 再エネの最大限導入といったエネルギー政策の実現に向けていくつかある課題の中、NEDO「電力系統出力変動対応技術研究開発事業」（2014～2018年度）にて変動電源の系統連系にあたって制約が顕在化する**エリア全体での電力需給バランス維持対策**に特化した技術開発を実施。
- 需給バランスの問題に対してよりローカルな問題で、再エネの大量導入に伴い問題が顕在化する「電力系統の混雑」に対応するソリューションとして、**ノンファーム型接続に対応するシステムの開発を実施**。なお、これらの技術開発は、NEDO「超分散エネルギーシステム分野の技術戦略」で整理した方向性を踏まえて取組を行っている。



他事業との関係

- NEDOでは、2019年度からの「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発」の一つの研究開発項目として「日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発」を実施してきた。
- 本事業では、上記項目以外で、系統制約を克服するための3つのテーマを3年間（2019～2021）で実施している。



外部環境の状況（海外動向）

- 欧米には、既存の設備を条件付きで利用可能とするノンファーム型接続と類似の仕組みがある。

	日本	英国	ドイツ	米国
系統運用者	一般送配電事業者	National Grid ESO	50Hertz他	ERCOT
混雑を許容する接続方法	ノンファーム型接続	送電：増強前提で早期接続** 配電：ノンファーム型接続・フレキシブルコネクション	増強前提で早期接続**	ノンファーム型接続（ERIS）
平常時の混雑処理	再給電	送電：再給電（バランシングメカニズム） 配電：出力制御等	送電：再給電＋再エネ出力制御*** 配電：再エネ出力制御***	LMPに基づくノード制＋市場外の再給電（再エネ出力制御含む）
適用系統	送電（66～500kV*） *一般送配電事業者により異なる。ローカル系統（特別高圧）を含む。	送電（275～400kV） 配電（～132kV）	送電（220kV, 380kV） 配電（～110kV）	送電（69kV～）
送電系統の特徴	ループ、メッシュ（多重ループ）、放射状	メッシュ	メッシュ	放射状

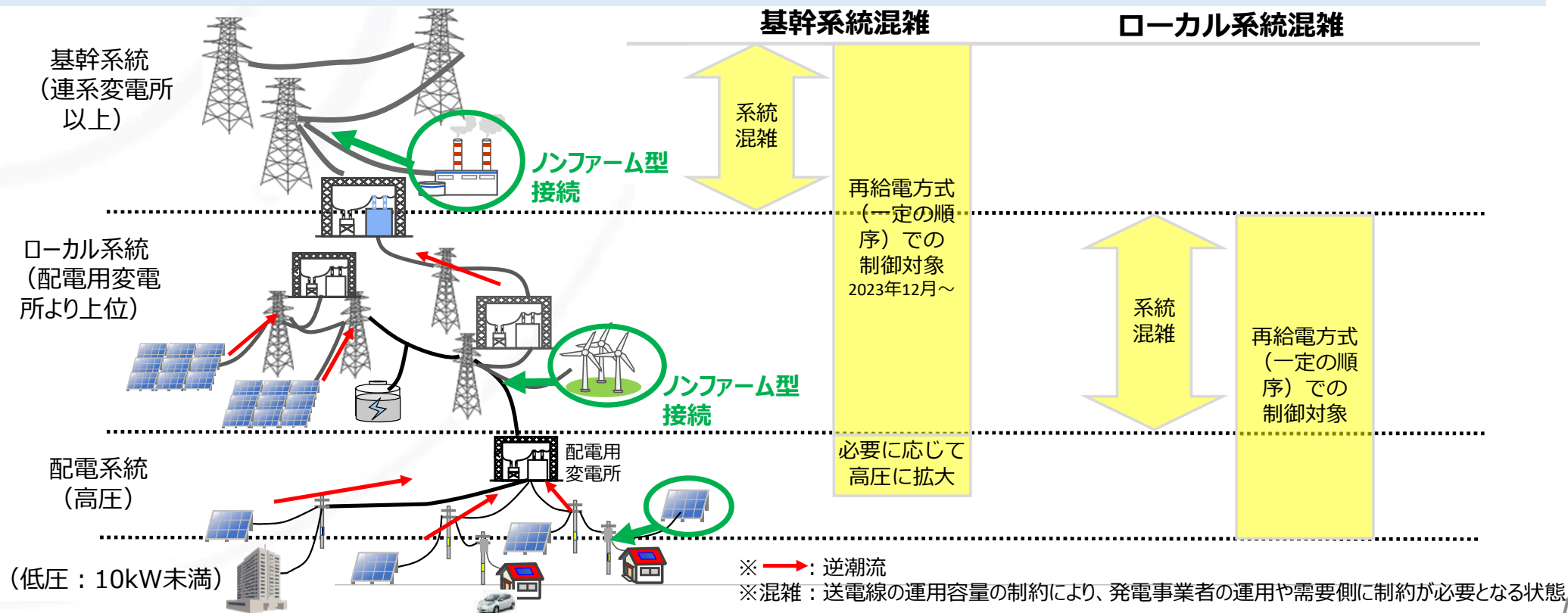
**出力制御は補償あり

***Redispatch2.0施行以降、再給電

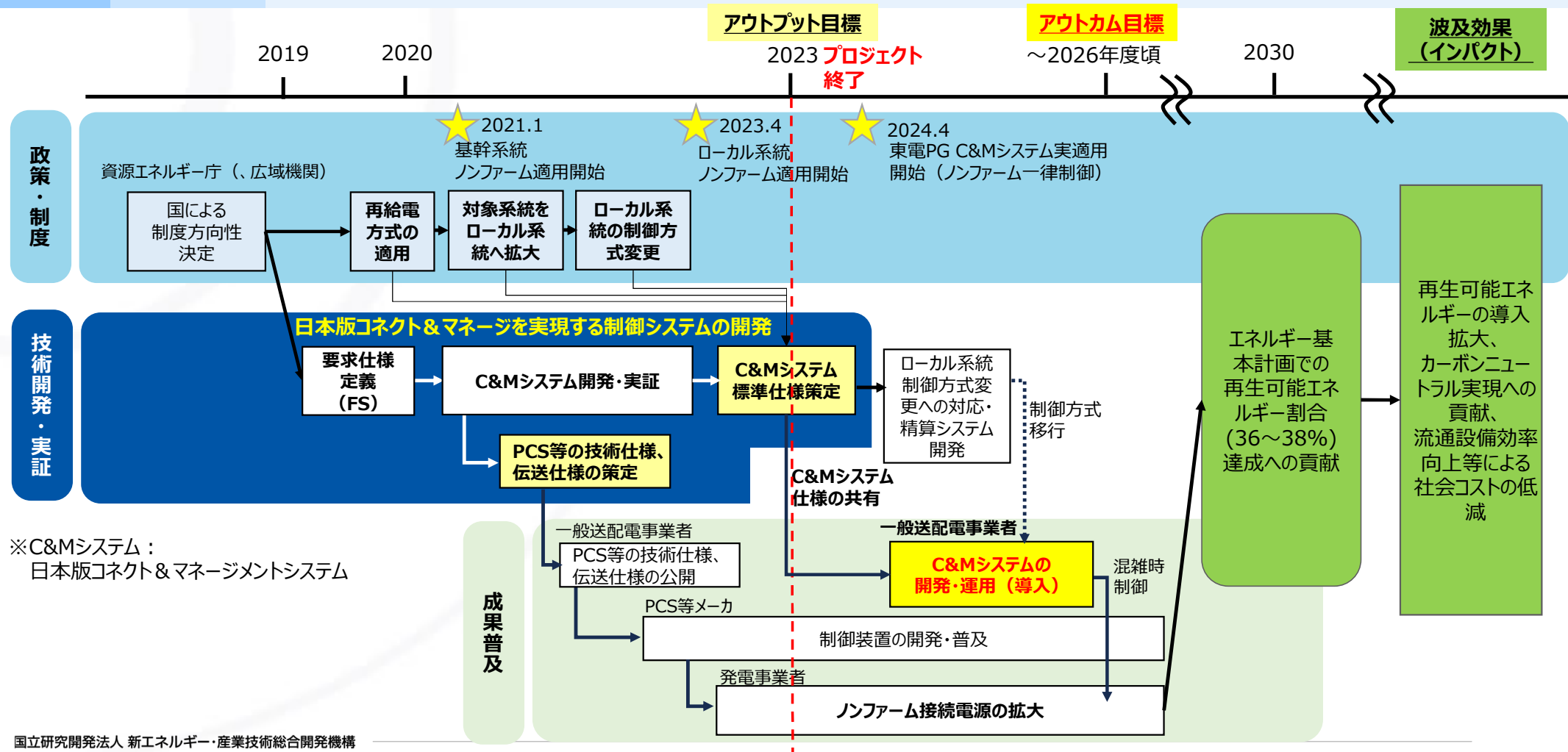
系統構成等の異なる日本に最適なシステムを構築することが重要

外部環境の状況（日本のノンファーム型接続）

- 日本では、空き容量の無い基幹系統を対象としたノンファーム型接続の受付を2021年1月から開始し、順次適用範囲を拡大。
- ローカル系統の混雑を対象として、2023年4月からノンファーム型接続の受付を開始。今後の混雑が見込まれる時期までに再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく出力制御での混雑処理に対応。



アウトカム達成までの道筋



知的財産・標準化:オープン・クローズ戦略

- 本事業の目的は政府の方針であるノンファーム型接続を早期に可能とするシステムの開発であり、本事業に参画していない一般送配電事業者等にも成果を普及することから、システム仕様等の本事業の成果は、原則としてすべて公開（オープン）を基本とした。
- 事業者は事業終了後もNEDOと協力し、研究発表や成果の活用等を通じた“成果の普及”を積極的に進める。

▶ オープン／クローズ戦略の考え方

	非競争域	競争域
公開	・ノンファーム型接続システムを実現するための各種仕様 ・系統情報等（公開）	
非公開	・系統情報等（秘密情報） ・システムセキュリティに関する評価の詳細	・既設システムの改修の詳細な内容

■仕様・成果の公開を積極的に推進（デファクト標準化）

本事業に参画していない一般送配電事業者やベンダ等においてもノンファーム型接続システム展開を早期に実現し、また発電事業者にとっても必要な情報を提供するため、要求仕様等の本事業の成果は、原則としてすべて公開し、各社によりデファクト標準化。

■研究に必要な保持データを開示

「系統情報の公表の考え方」（資源エネルギー庁）で定められるデータを含め、本事業実施のために必要な最低限の情報等を秘密情報としてコンソーシアムメンバーへ開示し、成果を最大化。

■ノウハウとして秘匿

制御・メンテナンス・ハードウェア等、各社システム固有の内容は、ノウハウとして秘匿。なお公開している仕様書にて他一送は同様のシステム開発は可能。

■システムセキュリティに関する評価結果の詳細

C&Mシステムに対するペネトレーションテストの結果詳細は、実運用に鑑み非公開とし、セキュリティ対策とその考え方をシステム基本機能仕様書として一般送配電事業者に共有。

＜評価項目 2＞ 目標及び達成状況

- (1) アウトカム目標及び達成見込み
- (2) アウトプット目標及び達成状況

報告内容

評価項目

1. 意義・アウトカム（社会実装）達成までの道筋

- (※)本事業の位置づけ・意義
- (1) アウトカム達成までの道筋
- (2) 知的財産・標準化戦略



2. 目標及び達成状況

- (1) アウトカム目標及び達成見込み
- (2) アウトプット目標及び達成状況

- 本プロジェクトにおける「実用化・事業化」の考え方
- アウトカム目標の妥当性
- アウトカム目標の達成見込み（C&Mシステム、再エネ連系拡大）
- システム開発の必要性
- 本事業における研究開発項目の位置づけ
- アウトプット（終了時）目標の設定及び根拠
- アウトプット目標の達成状況
- ーフィールド実証の概要、実証結果概要、仕様策定ほか
- 研究開発成果の副次的成果等
- 論文発表などの対外発表



3. マネジメント

- (1)実施体制
- (※)受益者負担の考え方
- (2)研究開発計画

(※)の項目は評価対象外

本プロジェクトにおける「実用化・事業化」の考え方

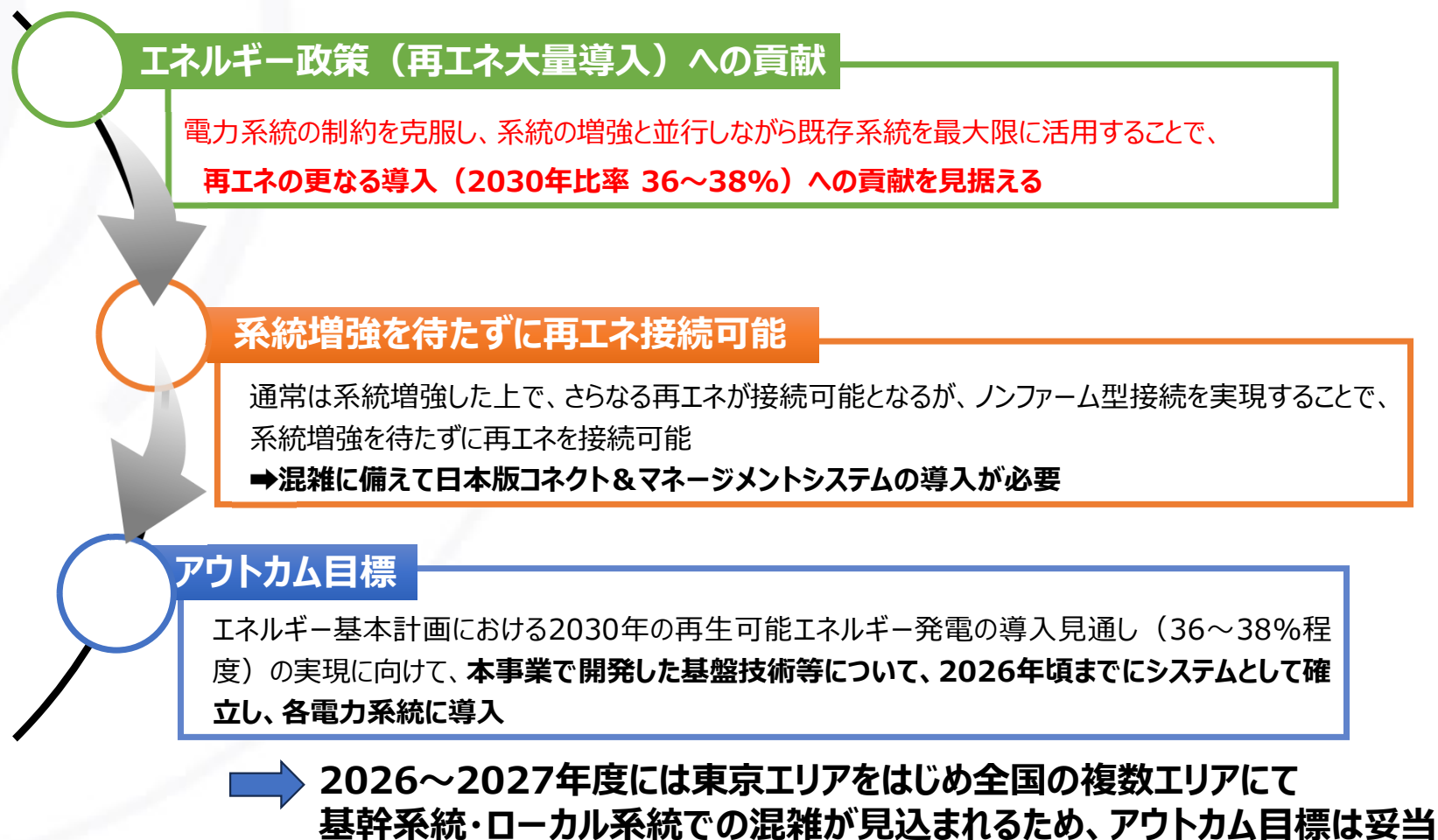
◆実用化・事業化の定義

当該研究開発に係る試作品、サービス等の社会的利用(顧客への提供等)が開始されることであり、さらに、当該研究開発に係る商品、製品、サービス等の販売や利用により、**企業活動及び再生可能エネルギーの導入拡大に貢献すること**をいう。

➤ 設定理由

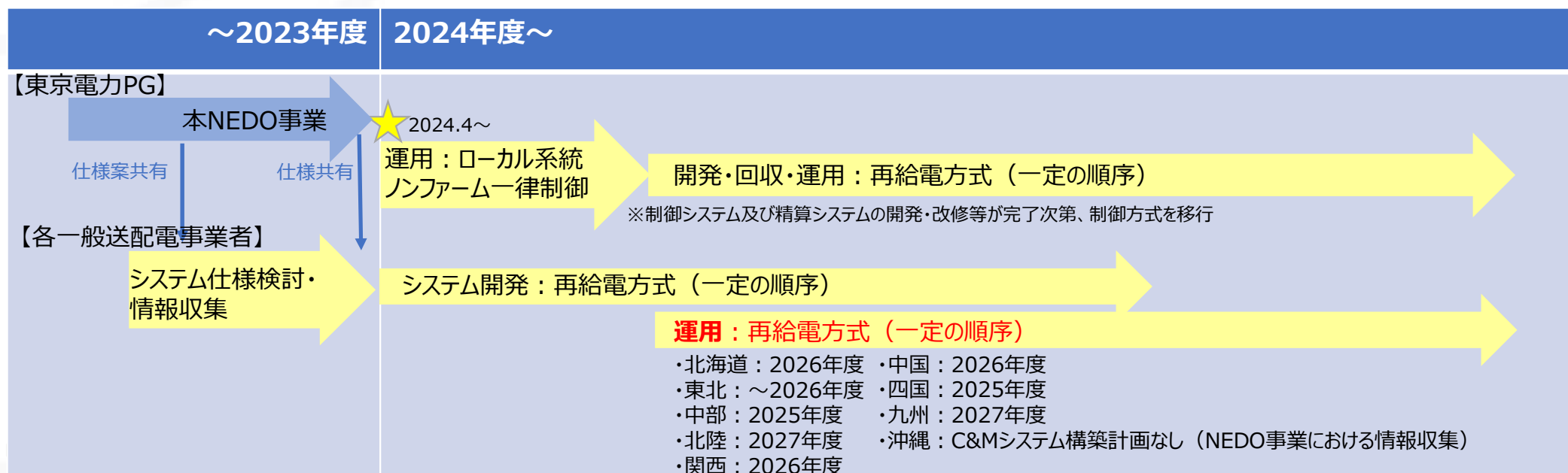
ノンファーム型接続のシステムは、エネルギー政策に基づき、早期に社会実装すべきであるものの、実装し運営する一般送配電事業者の利益にはなりにくいものであるため、**波及効果である再生可能エネルギーの導入拡大に貢献することまでを事業化の定義**に含めている。

アウトカム目標の妥当性



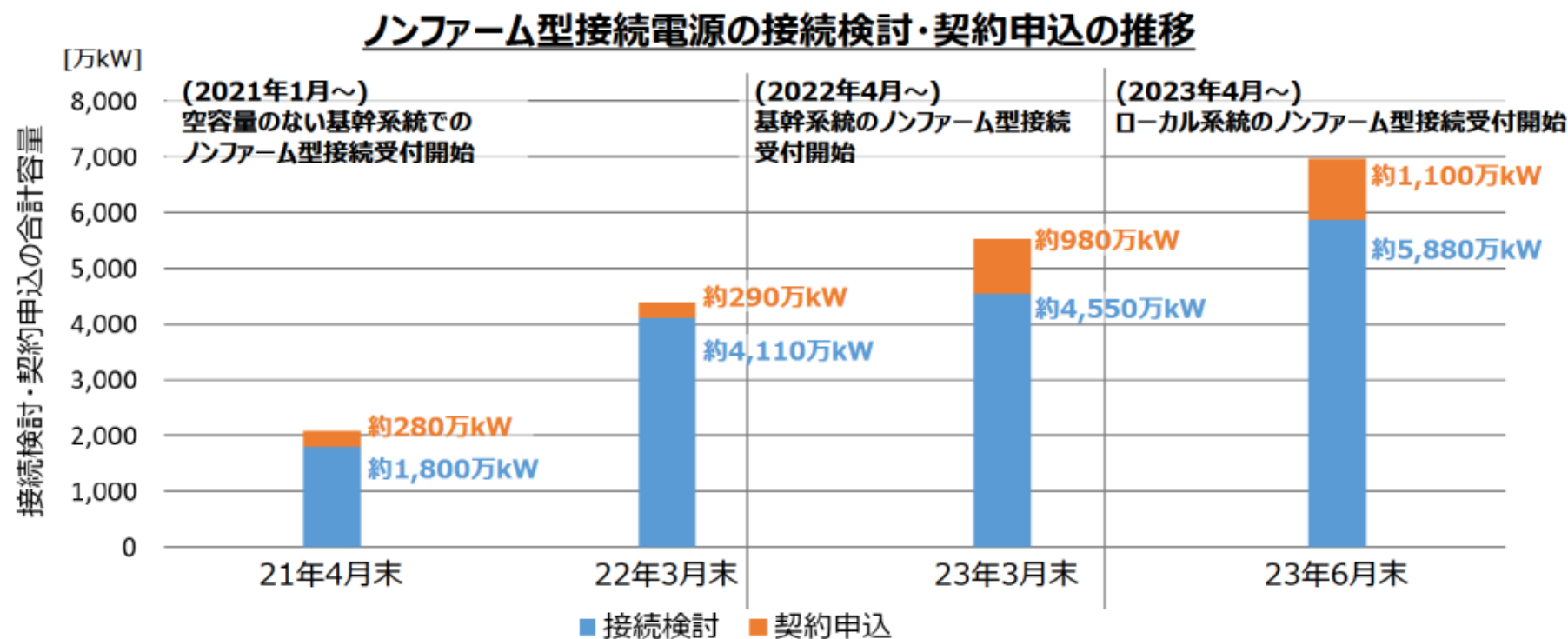
アウトカム目標の達成見込み（C&Mシステム）

- 本事業において東京電力PGがC&Mシステムの基本仕様を開発し、2023年度におけるフィールド実証による妥当性確認を完了し、2024年度より運用開始（ノンファーム一律制御）。その後、制御システム及び制御システム及び精算システムの開発・改修等が完了次第、制御方式を再給電方式（一定の順序）へ移行する。
- 各一般送配電事業者（当面混雑の発生が見込めない沖縄を除く）においては、本事業の状況も踏まえつつ、今後の混雑が見込まれる時期までに再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく出力制御での混雑処理に対応すべく、上記仕様を踏まえた独自のシステム仕様が検討されており、2025～2027年度に運用開始予定（アウトカム目標達成見込み）となっている。



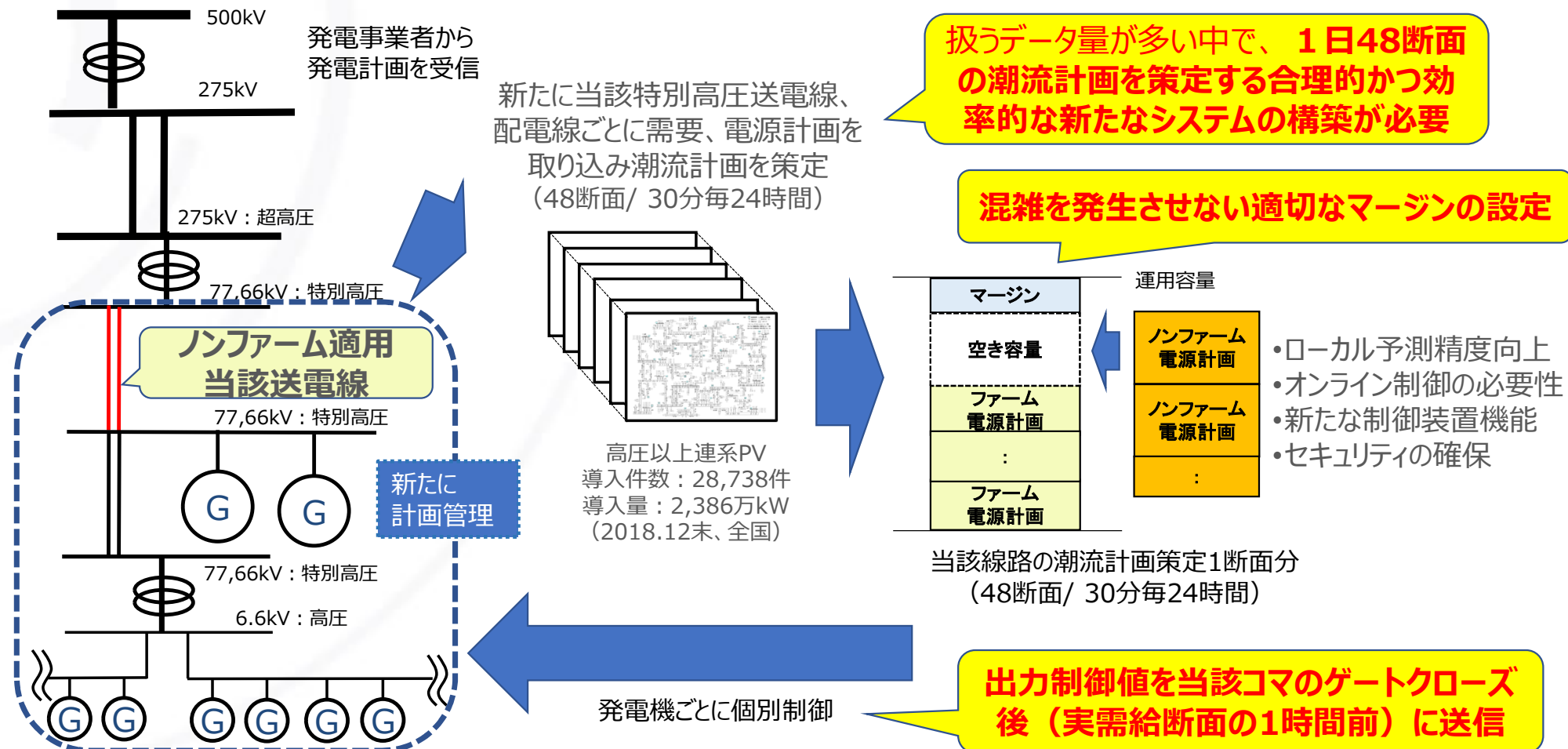
アウトカム目標の達成見込み（再エネ連系拡大）

- 2021年4月以降、ノンファーム型接続の検討・契約申込み容量は年々増加し、順次、接続開始となる。
- 現時点で系統制約による出力制御は実施されていないものの、これらノンファーム電源が系統に接続され逆潮流が増えることによって、近い将来、C&Mシステムを通じた系統混雑に起因する出力制御が想定される。



(出典) 各一般送配電事業者提出資料を元に資源エネルギー庁が作成 (2023年10月時点)

システム開発の必要性



本事業における研究開発項目の位置づけ

- 本事業では、一定の条件下で系統への接続を認める「ノンファーム型接続」といった日本版コネクト&マネージの仕組みを実現し、既存系統を最大限活用していくための効果的かつ合理的な制御システムの開発と実証を実施。
- 『系統制約』、『需給制約』、『出力制御配信』の3つのサブシステムで構成される日本版コネクト&マネージメントシステムを具体的に設計・開発。

1 系統制約マネジメントシステム

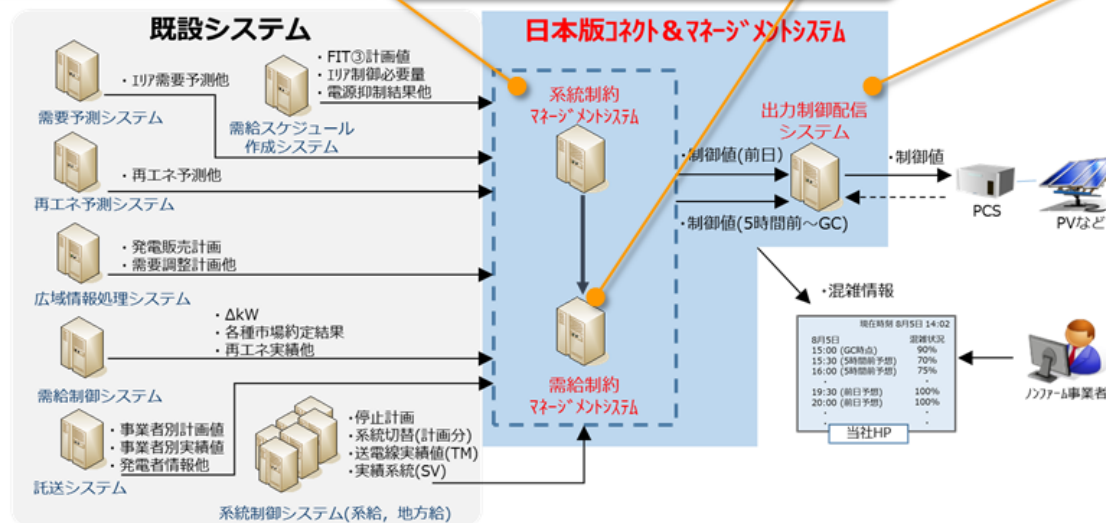
- ・潮流状態を予測・作成
- ・系統混雑箇所を特定し、必要な系統制御量を算出
- ・ノンファーム電源の系統制御量について需給制約マネジメントシステム側へ連係

2 需給制約マネジメントシステム

- ・調整力下げ代不足を解消する全系エリア出力制御量を決定
- ・系統制約マネジメントシステムからの系統制御量を踏まえ、ファーム電源およびノンファーム電源の制御値決定

3 出力制御配信システム

- ・ファーム電源およびノンファーム電源に出力制御値を送信
- ・インターネットや専用回線等により、オンラインでの出力制御を実施



<出力制御値を送信>

- ① 前日17時ごろ
- ② 実需給の5時間前
- ③ ゲートクローズ後 (実需給1時間前)

アウトプット（終了時）目標の設定及び根拠

	研究開発目標（NEDO基本計画 最終目標）	根拠
日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発（2020-2023） 最終目標（2023年）	・ノンファーム型接続システムについて、フィールド実証においてノンファーム適用システムの活用可能な空き容量に対し、ノンファーム発電事業者による発電を制度設計に基づき最大限受け入れた際にも、計画通りに出力制御（制度設計に基づき、算出した各コマ（30分毎48コマ／日）の出力制御値を、当該コマのゲートクローズ後（実需給断面の1時間前）に送信）を行い、混雑を発生することなく適正な運用が可能であることが検証されていること。 ・ノンファーム型接続システムについて、従来の電力需給バランス維持のための再生可能エネルギーの出力制御システム等と協調運用が可能であり、フィールド実証にて検証されていること ・また、システム全体のコスト最小化の観点から、システム保守業務及び潮流計画・監視業務の煩雑化を極力回避し、保守・運用者の負担が極力増加しないような合理的かつ効率的なシステムが開発されること ・フィールド実証による検証結果をもとにノンファーム型接続システムを実現するための基盤技術を確立し要求仕様を取り纏めること	FSの成果であるシステム開発の計画を踏まえて、事業終了後、速やかにノンファーム型接続システムを社会実装するために必要な項目として目標を設定。

アウトプット目標の達成状況

主な内容	研究開発目標 (NEDO基本計画 最終目標)	成果	達成度・根拠
日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発	・ノンファーム型接続システムについて、フィールド実証においてノンファーム適用システムの活用可能な空き容量に対し、ノンファーム発電事業者による発電を制度設計に基づき最大限受け入れた際にも、計画通りに出力制御（制度設計に基づき、算出した各コマ（30分毎48コマ／日）の出力制御値を、当該コマのゲートクローズ後（実需給断面の1時間前）に送信）を行い、混雑を発生することなく適正な運用が可能であることが検証されていること。 ・ノンファーム型接続システムについて、従来の電力需給バランス維持のための再生可能エネルギーの出力制御システム等と協調運用が可能であり、フィールド実証にて検証されていること ・また、システム全体のコスト最小化の観点から、システム保守業務及び潮流計画・監視業務の煩雑化を極力回避し、保守・運用者の負担が極力増加しないような合理的かつ効率的なシステムが開発されること ・フィールド実証による検証結果をもとにノンファーム型接続システムを実現するための基盤技術を確立し要求仕様を取り纏めること	➤ 国の審議会で新たに整理された系統制約での出力制御ルールと、送配電等業務指針に基づく需給制約での出力制御ルールに則り、OPFに基づく再給電方式（一定の順序）などを含める形でシステムの仕様を策定・実装※し、基本的な技術仕様を一般送配電事業者等へ共有した。 ※2022年の国の制度変更にはシステム開発が間に合わないことから、ローカル系統の系統制約での出力制御は、当面、ノンファーム電源のみを対象に一律制御を実施。 ➤ 試験系でのフィールド実証により、既設システムからの各種情報を基に作成した想定潮流と実績潮流の差異を検証し、実潮流と近い潮流想定が算出可能なことを確認。 ➤ また、系統・需給が協調し、適正な制御量の配分となること、30分コマごとの出力制御量の演算＋出力制御情報の配信が実需給開始までに実行可能であることを確認した。 ➤ 実系統でのフィールド実証において、出力制御機能付PCSを設置している発電事業者に対してC&Mシステムを通じて出力上限値を配信し、事業者が上限値以内で出力を制御できることを一気通貫試験にて確認。出力制御を可能とする機能が適切に実装されていることを確認した。 ➤ また、出力制御を実施した際の系統の潮流変化を確認し、放射状系統・ループ系統ともに机上で算出した制御効果と実制御試験の潮流変化を比較し、C&Mシステムの有効性を確認した。 ➤ 出力制御機能付PCS等の技術仕様、伝送仕様を策定・公開するとともに、フィールド実証による検証結果等を基に、C&Mシステムに係る仕様書を作成し、公開した。	◎ 当初計画にない制度変更を仕様反映、フィールド実証を通じC&Mシステムの妥当性・有効性を確認

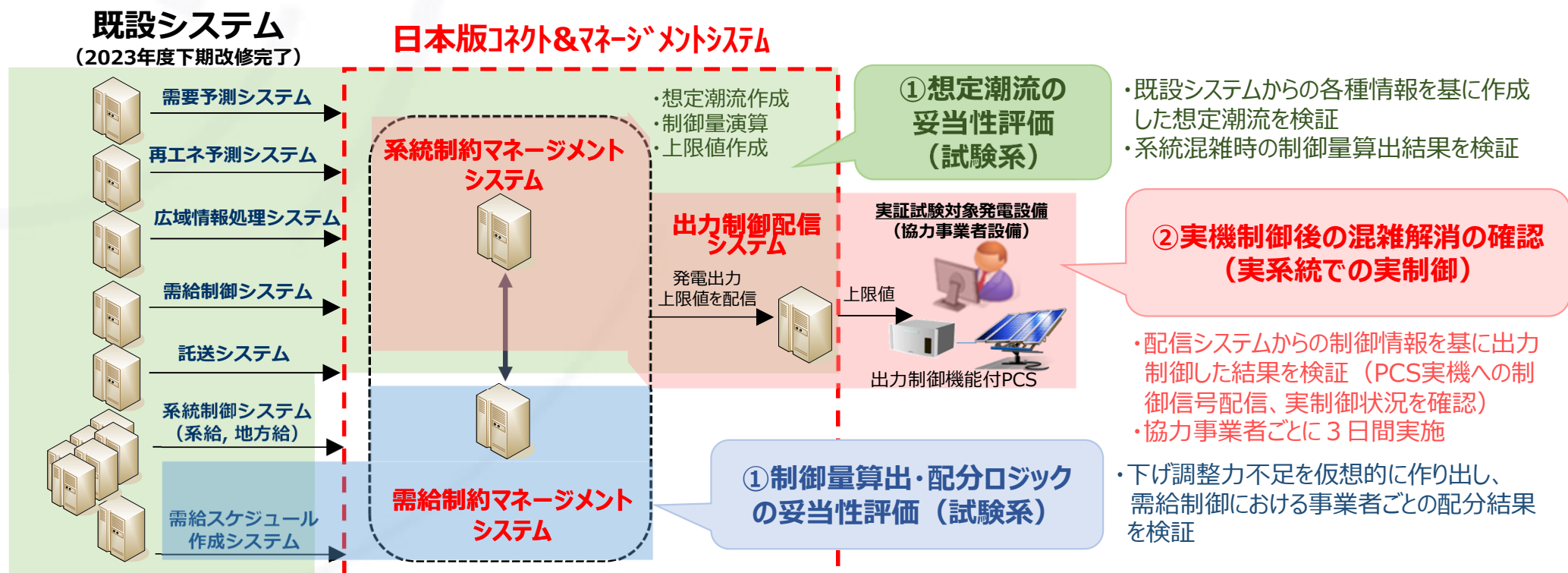
2. 目標及び達成状況 (2) アウトプット目標及び達成状況

アウトプット目標の達成状況

フィールド実証の概要



- C&Mシステムの妥当性・有効性を検証するため、①試験系での想定潮流・制御量算出・配分ロジック検証と、②実機制御（実系統での実制御）による潮流・制御検証を行うフィールド実証を実施。



2. 目標及び達成状況 (2) アウトプット目標及び達成状況

アウトプット目標の達成状況

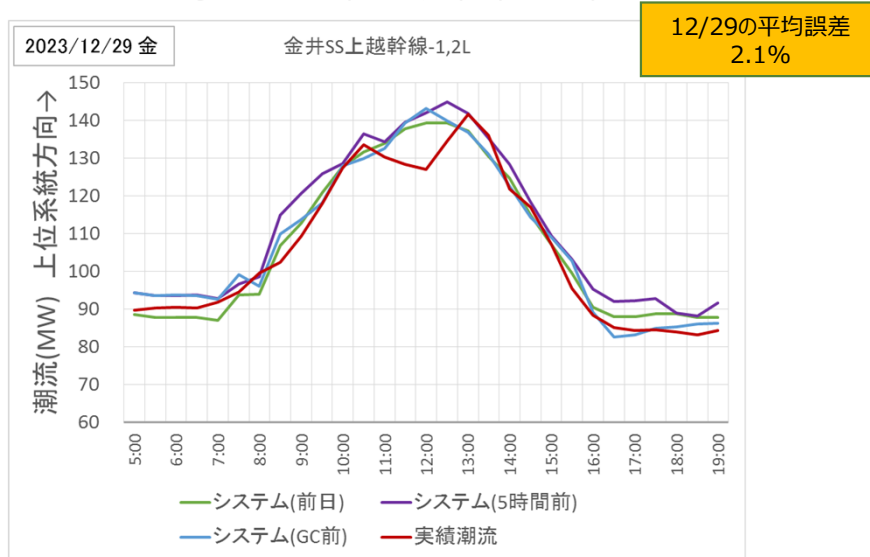
① 試験系フィールド実証の結果概要



想定潮流の 妥当性評価

既設システムからの各種情報を基に作成した想定潮流と実績潮流の差異を検証し、**実績潮流と近い潮流想定が算出可能なことを確認。**

ある送電線の想定潮流と実績潮流比較

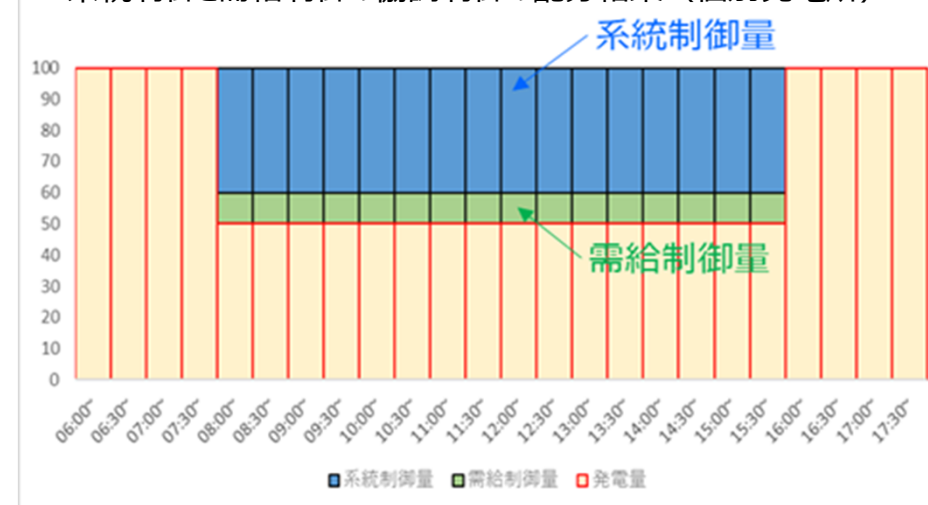


1つの送電系統の平均誤差：2～3%程度（現時点）

制御量算出・ 配分ロジックの 妥当性評価

系統・需給が協調し、適正な制御量の配分となることを確認するとともに、30分コマごとの出力制御量の演算＋出力制御情報の配信が**実需給開始までに実行可能**であることを確認。

系統制御と需給制御の協調制御の配分結果（個別発電所）



**系統制約・需給下げ代不足の同時発生を模擬した場合、
演算開始から配信完了までに要する時間は約55分**

（試験系フィールド実証内での最長演算時間）

2. 目標及び達成状況 (2) アウトプット目標及び達成状況

アウトプット目標の達成状況

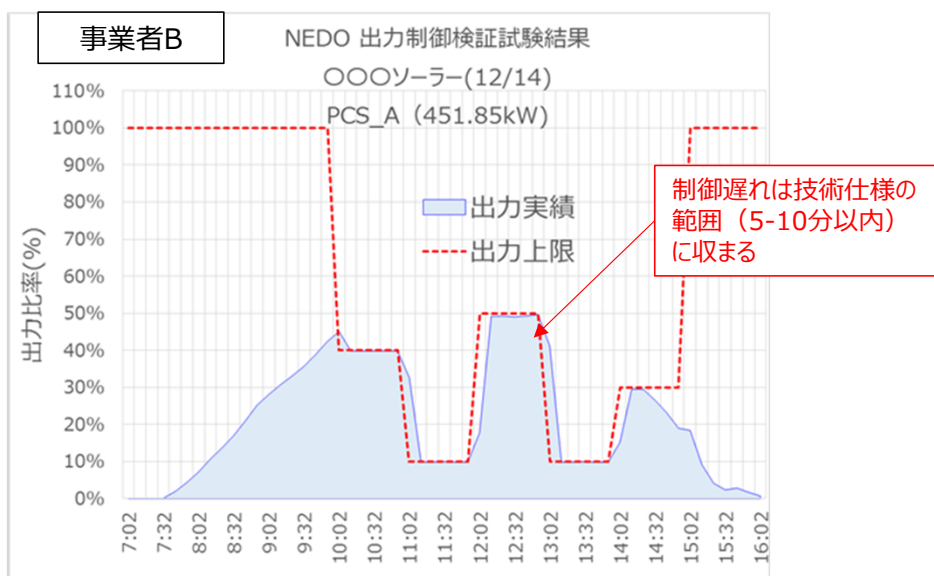
②実系統フィールド実証の結果概要



発電事業者設備 の応動確認

C&Mシステムにて演算した出力上限値以内に
て各発電事業者が出力制御できていることを確
認し、実運用に適用できる見通しを得た。

ある事業者の出力制御試験結果 (10分実績)

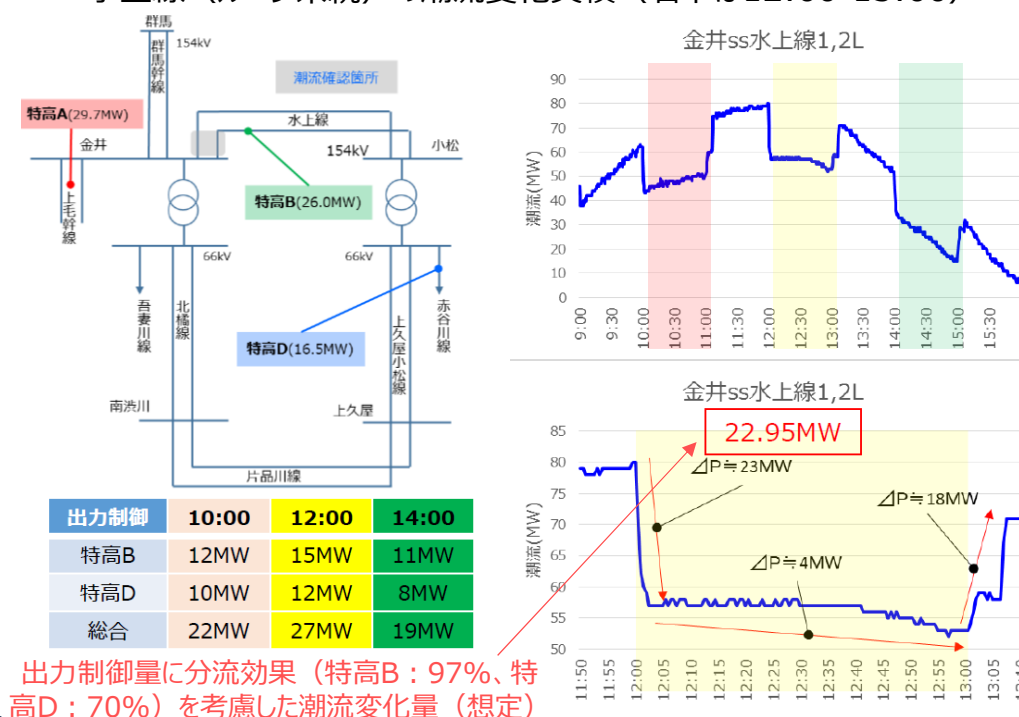


実機制御後の 潮流変化の確認

制御量が直接的に潮流変化するわけではないループ系統
にて、机上での分流効果を考慮した潮流変化量と、実際の
の潮流変化実績を比較し、ほぼ近い結果を確認。

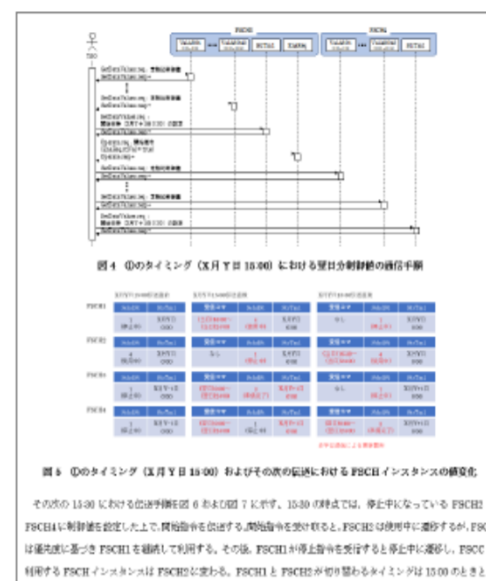
実制御試験の潮流変化が妥当であることを確認した。

水上線 (ループ系統) の潮流変化実績 (右下は12:00-13:00)



- 特別高圧の発電事業者と送受信する必要があるデータ項目を定め、IEC 61850と整合させて、66kV以上に連系する出力制御機能付PCS等の技術仕様と伝送仕様をまとめ、2021年9月に東京電力H Pにて公開済み※。
- 事業の検討成果やIEC61850の仕様改定に向けた動きを踏まえ2022年11月に技術仕様・伝送仕様、水力、バイオマス、地熱を含む各電源の特性も踏まえた仕様とすることが国の審議会で議論されたことなどを踏まえ、2023年6月に技術仕様を改定。

別紙 伝送仕様書



国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構

2. 目標及び達成状況 (2) アウトプット目標及び達成状況

アウトプット目標の達成状況



C&Mシステムの基本技術にかかわる仕様書の共有

- 本事業においてC&Mシステムに係る仕様書を作成。一般送配電事業者各社に対し、今後、各社のシステム構築を進める上で必要となる、システム全体概要および主要機能ロジックを記載した、以下9冊の仕様書を公開。
- 求めのあった一般送配電事業者のシステム開発にかかわる第三者（システムベンダー）に対しても、関係各社固有の秘密情報を含まない仕様を提示。

仕様書名	概要
システム基本仕様書	システム全体の概要として各機能や構成の基本的な仕様を記載（システム構成、ソフトウェア、系統制約・需給制約機能、ユーザーインターフェイス、データベース、システムセキュリティ等）
入出力情報伝送機能仕様書 入出力情報伝送画面仕様書	本体システムと既設システムが相互に情報を連携するための入出力情報伝送機能について記載
予想系統状態作成機能仕様書 予想系統状態作成画面仕様書	当日・翌日の予想系統状態作成機能についてロジックの詳細を記載
系統制約機能仕様書 系統制約画面仕様書	系統制約機能について、再給電方式やゾーン方式も含めたロジックの詳細を記載
需給制約機能仕様書 需給制約画面仕様書	需給制約機能について、既設の需給スケジュール作成システムや本体システム内の出力制御配信システムとの関係を含めた詳細を記載

2. 目標及び達成状況 (2) アウトプット目標及び達成状況

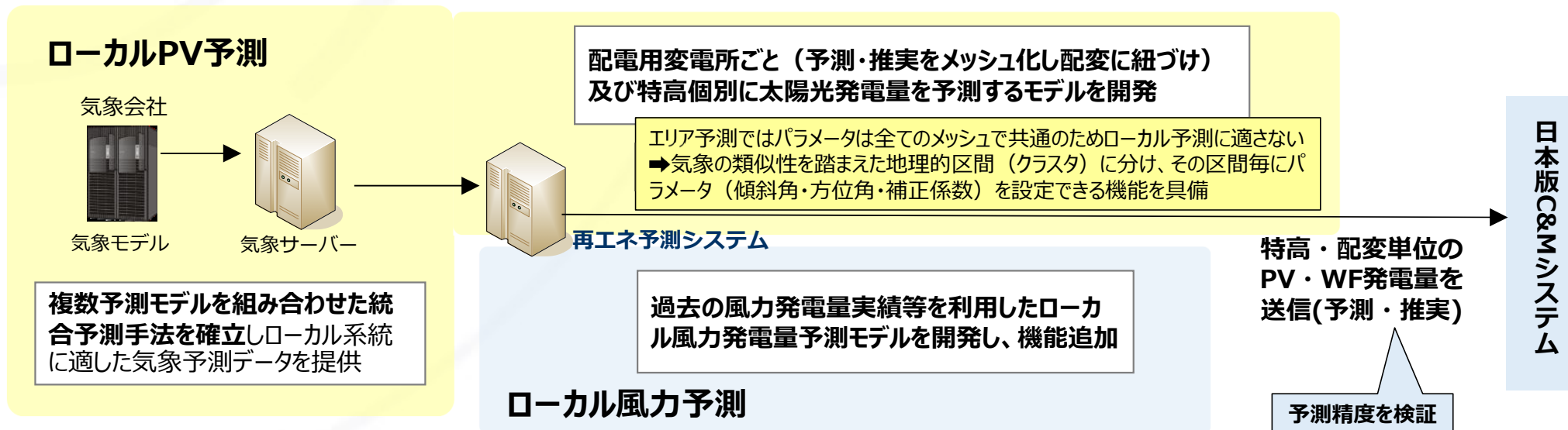
アウトプット目標の達成状況

再エネ予測システム精度の検証



- 太陽光発電のローカル予測：既存のエリア予測手法を改良したローカル予測モデルを構築。フィールド実証システムの9地点の配変・特高単位における予測精度が誤差率平均4.5～9.8%（目標20%以内）であることを確認。
- 風力発電のローカル予測：SCADA情報を含まない過去の風力発電量実績等を用いた風力予測モデルを構築。ウインドファームが設置されている9地点での予測精度が誤差率平均6.8～19.9%（目標20%以内）であることを確認。

再エネ予測システムの改修概要



研究開発成果の副次的成果等

本事業	副次的効果等
【ローカル予測精度の検討】 - 太陽光発電のローカル予測精度の検討 - 風力発電のローカル予測精度の検討 - 需要のローカル予測精度の検討 - 需給運用への予測選択手法の開発 - ローカル日射予測に基づくPV出力の系統制御特性の評価手法の開発	✓ 再エネ予測システムに実装していない予測手法は、精度向上へ更なる改良が行われ、適用箇所に合わせて最適手法として選定される。 ✓ 予測手法の配電用変電所単位の予測の他、配電線単位や一定の地域単位の予測等への応用が期待される。日本版コネクト&マネージ以外に、島嶼等のマイクログリッドにおける需給運用等への予測への展開も予定。 ✓ 配電用変電所の混雑緩和のためのNEDO事業「電力系統の混雑緩和のための分散型エネルギーリソース制御技術開発（FLEX DERプロジェクト）」へ成果を共有。
【総勢180名程度の登録研究員】 ベテラン技術者とともに、組織を超えて若手が本事業の主体的な役割を担う	✓ 次世代を担う人材育成にも貢献。  出典：focus NEDO 2023 No.90

論文発表などの对外発表

- 機密性の高い情報の取り扱い等を考慮しつつ、学会発表を実施。また、電力広域的運営推進機関の広域系統整備委員会等で積極的に情報発信を実施。
- 2024年6月26日、NEDO主催で「日本版コネクト＆マネージを実現する制御システムの開発事業の成果報告会」を開催し、成果を共有。

	2019	2020	2021	2022	2023	計
研究発表、講演、論文 (査読付)	0 (0)	2 (0)	10 (0)	5 (0)	16 (1)	33 (1)
プレスリリース、その他	0	12	2	0	4	18

※2024年3月31日現在

＜評価項目 3＞ マネジメント

- (1) 実施体制
- (※) 受益者負担の考え方 * 評価対象外
- (2) 研究開発計画

報告内容

評価項目

1. 意義・アウトカム（社会実装）達成までの道筋

- (※)本事業の位置づけ・意義
- (1) アウトカム達成までの道筋
- (2) 知的財産・標準化戦略



2. 目標及び達成状況

- (1) アウトカム目標及び達成見込み
- (2) アウトプット目標及び達成状況



3. マネジメント

- (1)実施体制
- (※)受益者負担の考え方
- (2)研究開発計画

(※)の項目は評価対象外

- NEDOが実施する意義
- 実施体制
- 実施項目の分担と連携
- 個別事業の採択プロセス
- 研究データの管理・利活用
- ※予算及び受益者負担
- 目標達成に必要な要素技術
- 研究開発のスケジュール
- 進捗管理
- 進捗管理：中間評価結果への対応
- 進捗管理：動向・情勢変化への対応
- 進捗管理：成果普及への取り組み
- 成果報告会での声

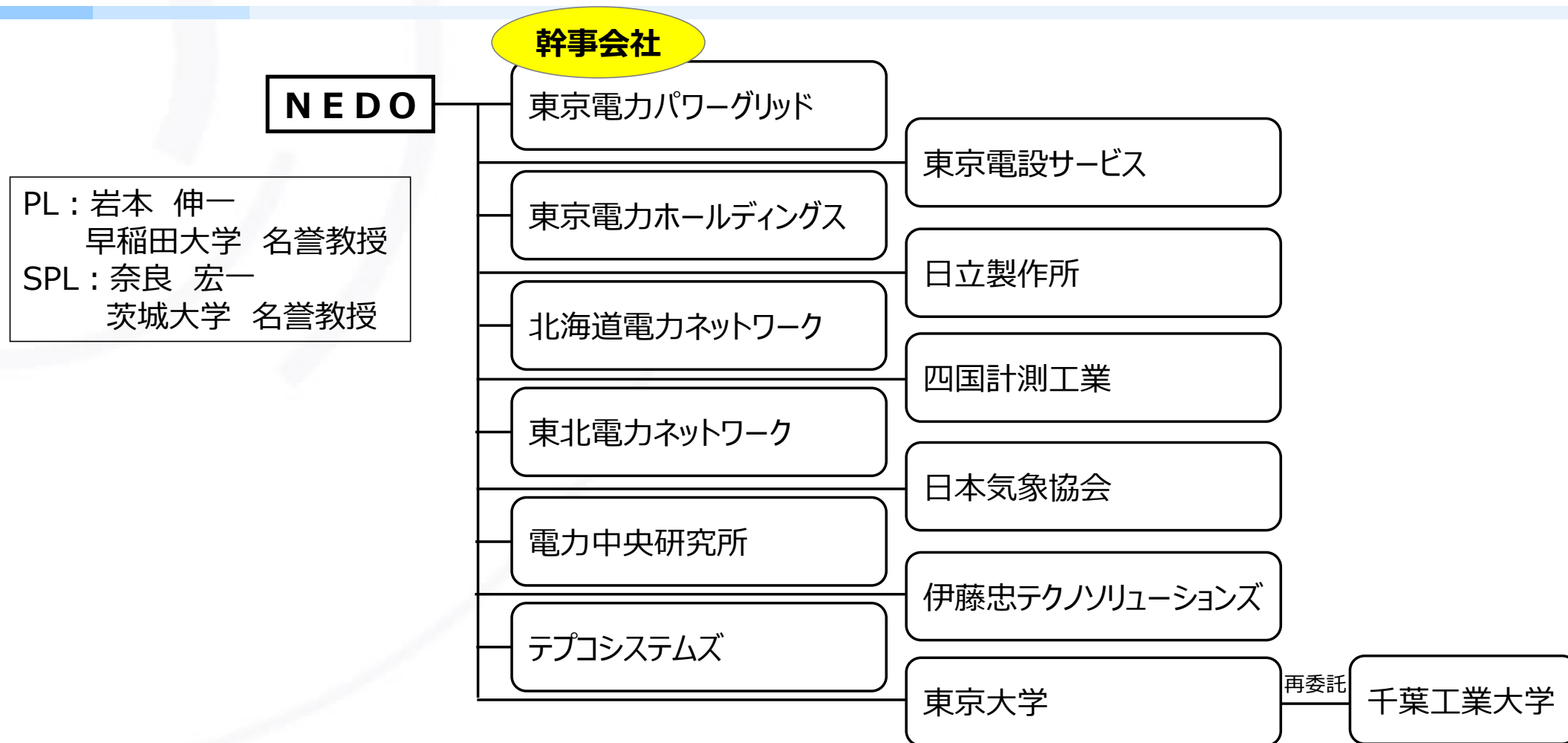
NEDOが実施する意義

- 本事業の開発技術（コネクト＆マネージシステム）は、第5次エネルギー基本計画及び第6次エネルギー基本計画に明記された「日本版コネクト＆マネージ」の一つであり、2030年での再生可能エネルギー導入率（36～38%程度）の達成に向けて**必要不可欠の基礎技術**である。（**社会的必要性：大**）
- 電力制度及び系統増強計画等と歩調を合わせてシステム開発を行う必要があり、**民間だけの対応では、実現が難しい**。
- 政策の策定状況等を受けて的確で柔軟な対応が必要である（**開発内容の追加等**）。
- 実施事業者のみでなく、**全国の一般送配電事業者や発電事業者にも裨益**する。
- 産学連携体制で本事業を確実に遂行するため、NEDOが**課題解決に向けてプロジェクトをマネジメント**することが必要。

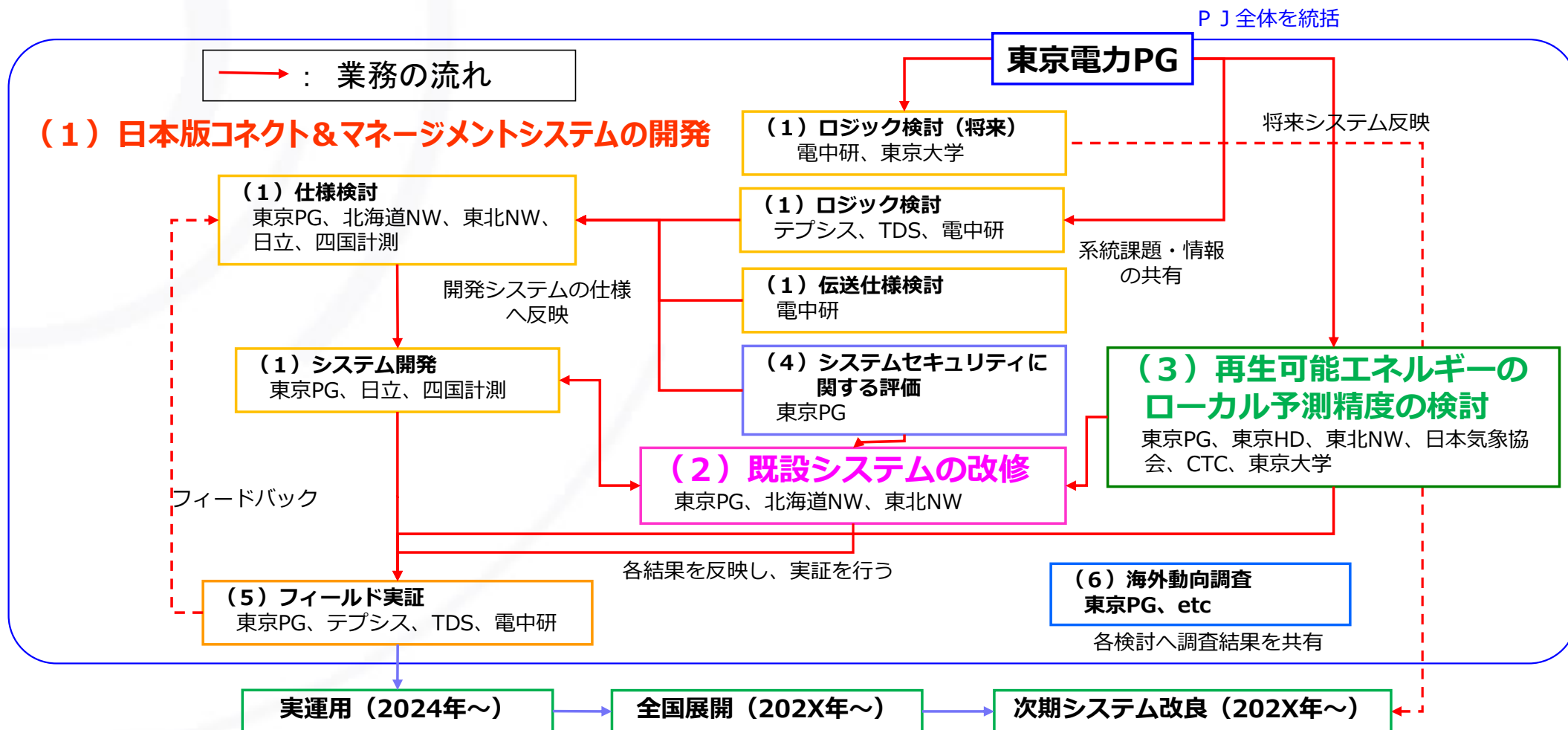


ノンファーム型接続における課題は我が国共通の喫緊の課題であり、
N E D O が関与し、解決を主導する必要性の高い事業である。

実施体制



実施項目の分担と連携



個別事業の採択プロセス

【公募】

- ・ 公募内容 ; 「日本版コネクト & マネージを実現する制御システムの開発」の研究開発課題を設定
- ・ 公募予告 (2020年2月26日) ⇒公募 (3月26日) ⇒公募〆切 (5月18日)

【採択】

- ・ 採択審査委員会 (5月29日)
- ・ 採択審査項目 ; NEDOの標準的採択審査項目とした。
- ・ 採択条件 ; 採択審査委員会では、以下の内容を条件に採択が行われた。
具体的な目標値を設定して、開発成果を評価できるようにしておくとともに、目標達成に向けて適切な体制構築と計画作成を行うこと。初年度から積極的な開発を進めるため、計画を前倒しにすること。
- ・ 留意事項 ; 研究の健全性・公正性の確保に係る取組 ; 公募の際にその他の研究費の応募・受入状況を確認し、不合理な重複及び過度の集中がないか確認した。(参考 : 公募要領マニュアル (委託) の留意事項(18))

研究データの管理・利活用

- 本事業での研究開発のために、参加者が従前から保有するデータを授受することも想定し、コンソーシアム内で「知財及びデータの取り扱いについての合意書」を締結。
- 秘密情報を本事業以外の目的で使用してはならないことなどを示す「秘密保持」条項も定め、事業実施のために必要な最低限の情報等を秘密情報として実施者内へ開示し、成果最大化を図っている。

【事業のために開示した保持データの例】

開発内容	開示データ	データ保持者
発電予測の評価	発電量実績（配変単位）	東京電力パワーグリッド
	配電用変電所・諸元データ	東京電力パワーグリッド
	気象実績データ	日本気象協会
	当日・翌日予測気象予報データ	日本気象協会
系統制御ロジックを考慮した需給運用モデルの検討	非公開の系統情報（リアクタンス、インピーダンス、アドミタンスなど）	東京電力パワーグリッド

予算及び受益者負担

◆予算

（単位：億円）

研究開発項目	契約形態	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	合計
FS	委託 100%	0.9	—	—	—	—	0.9
システム開発	委託 100%	—	9.5	24.1	32.2	13.7	79.5
合 計	—	0.9	9.5	24.1	32.2	13.7	80.4

仕様変更等に伴う増額等変更を実施

◆委託事業の理由

政策と連携しつつ、多様なステークホルダーの協力が必要な研究開発であり、再生可能エネルギーの普及や電力の安定供給に貢献するものであるため、民間が自主的に実施することが困難な研究開発である。

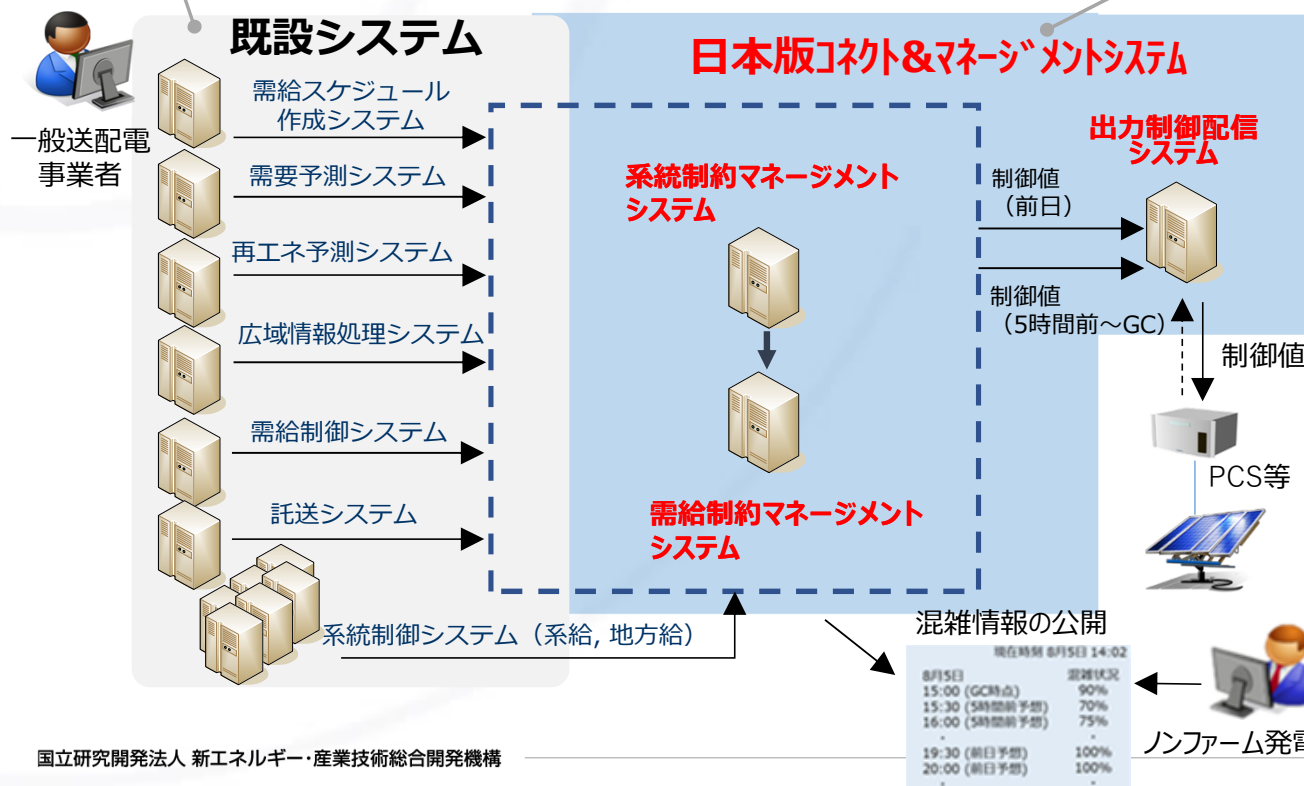
目標達成に必要な要素技術

(2) 既設システムの改修

- ①仕様検討
- ②既設システム改修
- ③予測システム改修

(1) 日本版コネクト&マネージメントシステムの開発

- ①ロジック検討
- ②特別高圧発電設備向け制御値伝送仕様とそのセキュリティ対策の検討
- ③仕様検討 ④システム開発



(3) 再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討

- ①太陽光発電のローカル予測精度の検討
- ②風力発電のローカル予測精度の検討
- ③需要のローカル予測精度の検討
- ④需給運用への予測選択手法の開発
- ⑤ローカル日射予測に基づくPV出力の系統制御特性の評価手法の開発

- (4) システムセキュリティに関する評価
- (5) フィールド実証
- (6) 海外動向調査

研究開発のスケジュール

研究項目		2019	2020	2021	2022	2023	
(1) 日本版コネクとマネージ実現に向けたフィージビリティスタディ		フィージビリティスタディ					
(2) 日本版コネクとマネージを実現する制御システムの開発	①日本版コネクとマネージメントシステムの開発		ロジック検討・要件定義	システム設計・製作・総合試験	試験運用・チューニング		
	②既設システムの改修		仕様検討	システム改修	対向試験		
	③再生可能エネルギーのローカル予測精度の検討		仕様検討	手法作成・評価	総合評価		
	④システムセキュリティに関する評価		机上検討	セキュリティ対策検討・構築	ペネトレーションテスト 追加対策実施		
	⑤フィールド実証			実証方法策定	試験系フィールド実証 実系統フィールド実証		
	⑥海外動向調査		机上調査	Webヒアリング 現地調査	Webヒアリング		
予算 (億円)			0.9	9.5	24.1	32.2	13.7
委託							80.4

評価対象期間

中間評価

終了時評価

進捗管理

- NEDOはPL及びSPLを委嘱し、資源エネルギー庁等とも緊密に連携し、最新の政策及び技術動向を確認しながら、機動的なマネジメントを実施。
- 外部有識者で構成される検討委員会を設置し、半年に1回程度事業全体の進捗状況と今後の計画について報告し、助言を得てプロジェクトを進めている。
- この検討委員会においては、原課である資源エネルギー庁新エネルギーシステム課以外にも、電力基盤整備課や電力広域的運営推進機関（OCCTO）、送配電網協議会等もオブザーバとして参加し、必要に応じて助言を得ている。

会議名	主なメンバー	対象・目的	頻度	主催
検討委員会	- 外部有識者 - 実施者 - PL、SPL、PMgr、PT	技術開発の進捗状況等について報告し、外部有識者が確認、助言	年2回	実施者
実施者との打合せ	- 実施者 - PMgr、PT	国の政策を踏まえた研究開発の実施内容・スケジュール等について協議・調整	適宜	実施者又はNEDO
NEDO内会議	PMgr、PT	NEDO内関係者でプロジェクト全体の進捗を確認し、今後の方向性等を議論	適宜	NEDO

進捗管理：中間評価結果への対応（1 / 2）

	問題点・改善点・今後への提言	対応
1	研究マネジメント： 【1】2023年度の実システムのフィールド実証において検討予定のローカル予測精度の向上策に関する研究は、その成果次第で実際の出力制御量に大きな影響を与えると思われるため、本事業終了までに、その成果の扱いについて全一般送配電事業者に展開するか否かを明確にしていきたい。 【2】今後も、ループシステムを含めて、東日本・西日本の様々な形態の送電システムに導入されることを念頭に、東西の一般送配電事業者の連携にも十分留意しつつ、システム開発を続けていきたい。	【1】ローカル予測精度向上の研究成果は、前述のとおり一部システムへ反映済み。その他、NEDO成果報告書、各種学会発表等を通じて成果普及を図る。 【2】ループシステムを含め、国で整理された制御方法等でも様々なシステムに適用できるよう、検証を実施。システム仕様案についても各一般送配電事業者と情報共有を行いながら、システム開発を実施。各一般送配電事業者の状況を考慮し出力制御対象範囲も変更。

進捗管理：中間評価結果への対応（2／2）

	問題点・改善点・今後への提言	対応
2	研究開発成果： 【3】最終目標の達成可能性については、出力制御システムへの具体的な要求性能が明示されていないことから現時点で判断することは困難であり、今後、ノンファーム電源の出力制御指示の発生頻度や、その頻度がシステムの要求性能を検証する上で十分であるか等、検討を進めていただきたい。 【4】再生エネルギーの予測精度向上について検討がなされているが、需給運用等のモデルに関し、少なくとも計画段階において不確実性の観点を考慮することを期待したい。 【5】本事業の成果の普及は社会的に重要であり、学会や論文による成果発表を積極的行っていただきたい	【3】試験系フィールド実証において、最長演算時間であっても、30分コマごとの出力制御量の演算＋出力制御情報の配信が実需給開始までに実行可能であることを確認している。他方、設備数や混雑発生コマ数が増えることで演算時間は変化するため、今後留意して実運用を進める方針。 【4】需給運用等のモデルについて、動的手法も取り入れるなど実用的な観点から不確実性も考慮した上で、高精度化に取り組んだ。 【5】国内外での学会、講演会、シンポジウムなどで本事業の成果を積極的に発信。
3	成果の実用化・事業化に向けた取り組み及び見通し： 【6】日本版コネクト&マネージにおいて、特にノンファーム接続の仕組みを活用する発電事業者の視点も重要であるため、情報提供の観点等で、事業者の意見やニーズにも留意して、システム開発を進めることが望まれる。	【6】引き続き、電力広域的運営推進機関や資源エネルギー庁の委員会等での発表や、ウェブサイトでの技術仕様・伝送仕様の公開等、様々な手法で情報提供を行う。国の審議会で整理された発電事業者等のニーズも考慮し検討を進めた。

➡中間評価での御指摘を踏まえ、事業を推進。

進捗管理：動向・情勢変化への対応（1 / 2）

情勢	対応
新型コロナウイルス感染症による影響が生じた	研究開発の進捗に若干の影響があったものの、対面の打ち合わせをオンライン会議にすることや海外動向調査において机上調査を重点的に行うことなどの工夫を実施した。（大幅な遅れは発生していない。）
調整力活用及び一定の順序による再給電方式の適用の整理がなされた（2020年12月）	基幹システムの再給電方式に対応するため、仕様の追加を行い、システム開発を実施。 需給調整市場商品拡大、広域予備率開始対応等がある中、確実かつ早急に対応するため、中給システムも新たに改修することとなった。
ローカル系統においてもノンファーム型接続の適用対象とする整理がなされ、本実証の中でローカル系統におけるノンファーム型接続を試行的に実施することとなった（2021年3月）	将来的に再給電方式に移行することを前提とし、 運用開始時点では、ローカル系統ではノンファーム方式での一律制御とすると整理した。将来機能として、一定順序の再給電方式を踏まえた配分ロジックを仕様へ反映した。
基幹システムの再給電方式について、制度開始時点は、原則特高電源を制御対象とする整理となった（2021年11月）	低圧10kW以上の全電源を制御対象とすることで検討を進めていたが、当該制度変更を仕様へ反映した。
公平性の観点から全電源一律のプロラタ制御とされていたところ、ファーム・ノンファーム型接続で精算単価の異なる電源Ⅲについては、ノンファーム型接続電源をプロラタ制御した後で、ファーム型接続電源を価格順に制御することとなった（2022年7月）	ローカル系統内で制御方式を違えたり、輪番制御等を行うことは改修規模が大きいもの。将来機能として、一定順序の再給電方式を踏まえた配分ロジックを仕様へ反映した。

進捗管理：動向・情勢変化への対応（2／2）

情勢	対応
市場主導型への見直しについて継続的に議論されることとなっていた	本事業における、最適潮流計算（OPF）に基づく系統制御ロジックの検討や海外動向調査と並行して、NEDOにて2022年度に「市場主導型の系統混雑管理手法に関する動向調査及び課題等の抽出検討」を追加的に実施し、海外での先行事例や検討状況に関する動向や課題を整理した。 これら検討結果を踏まえ、2024年度からNEDO事業「電源の統合コスト低減に向けた電力システムの柔軟性確保・最適化のための技術開発事業（日本版コネクト&マネージ2.0）／市場主導型制御システムの技術検討」を開始し、本事業での検討成果を高度化・発展。

進捗管理：成果普及への取り組み

- 実施者にて、国の審議会等（再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会や広域系統整備委員会等）で本事業の進捗・成果報告等を実施。国内外の学会等への論文投稿・発表（電気学会全国大会・部門大会等）や講演会・セミナーでの講演等も積極的に行い、成果をPRしている。
- 事業で検討した技術仕様書・伝送仕様書（66kV以上）の一般公開と、C&Mシステムの基本仕様の一般送配電事業者等への公開を実施。
- 本事業の広報の一環として、NEDO広報誌「Focus NEDO」で本事業の特集を行うとともに、NEDO主催での成果報告会開催。
- 本事業の成果を国際的にもアピールするため、NEDOにて、ミッションイノベーションのシンポジウムでの講演等で成果をPRするとともに、IEA PVPS Task 14 レポート「Active Power Management of Photovoltaic Systems」に本事業の概要を掲載。



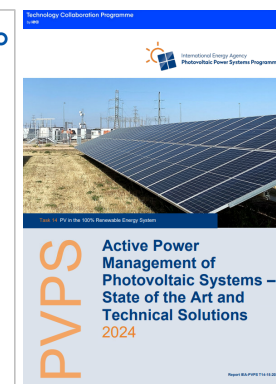
■PICK UP NEWS

従来比2.8倍のデータ処理速度をかなえる「5Gコアネットワーク」で、新たな社会変革へ！

■特集■

再エネ主力電源化の実現へ！ 知っておきたい、次世代電力ネットワーク

- 「日本版コネクト＆マネージ」の実現は脱炭素への大きな一歩です
東京電力パワーグリッド株式会社
系統運用部長 研究開発責任者
岸 栄一郎 氏
- CROSS TALK
次世代の技術者たちの座談会
次世代電力ネットワークは私たち次世代の課題
- EXPERT MESSAGE
カーボンニュートラル社会へ、電力の「これから」



成果報告会での声

- 日時：2024年6月26日 13時30分～16時30分
- 主催：NEDO、モノづくり日本会議
- 開催場所・形式：イイノホール&カンファレンスセンター Room A（対面）
- 参加者：150名程度（電力関連メーカ、研究・開発従事者を中心に参加）
- 概要：岩本PLからの基調講演、奈良SPLからの事業の総括等を含む挨拶とともに、NEDO・幹事企業（東電PG）による成果報告を実施。講演の様子はNEDO公式YouTubeで配信。

【成果報告会 参加者アンケート等での主なコメント】

- ✓ 基調講演について、再エネ大量導入の課題について、全体を簡潔に説明して頂いたため非常に分かり易く理解できた。
- ✓ 日本版コネクト&マネージの背景、事業概要、成果など良く理解ができた。
- ✓ 古い時代の系統運用においては、なかなか面倒な作業と職人的な作業を繰り返さなくてはならなかったところ、**本事業の成果は系統運用者の負担軽減と再エネ事業者への適切な情報提供になるものと思う。**
- ✓ **着実なC&Mシステムの本格運用と全国への普及を期待**している。東電PGで本格運用され、北海道や東北にも展開されることを強く願っている。
- ✓ このプロジェクトで構築された予測モデルもしくは予測値を公開頂きたい。特に風力の高精度な気象予測とプラットフォームの国産化にも期待。

本事業の成果普及と更なる発展に向け、NEDOとしても継続的に後押ししてゆく

参考資料 1 分科会議事録及び書面による質疑応答

研究評価委員会

「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発／ ①ー1 日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発」(終了時評価) 分科会 議事録及び書面による質疑応答

日 時：2024年10月11日(金) 13:30～17:15

場 所：NEDO 川崎本部 2301-2303 会議室 (リモート開催あり)

出席者 (敬称略、順不同)

<分科会委員>

分科会長	福井 伸太	東洋大学 工業技術研究所 客員研究員
分科会長代理	小笠原 潤一	一般財団法人日本エネルギー経済研究所 電力ユニット 研究理事
委員	石田 健雄	一般財団法人日本電機工業会 技術戦略推進部 新エネルギー技術課 調査役
委員	坂本 織江	上智大学 理工学部 機能創造理工学科 准教授
委員	辻 隆男	横浜国立大学 大学院工学研究院 知的構造の創生部門 教授

<推進部署>

上坂 真	NEDO 再生可能エネルギー部 総括課 課長
小笠原 有香(PMgr)	NEDO 再生可能エネルギー部 系統連系ユニット 主査
知念 竜希	NEDO 再生可能エネルギー部 系統連系ユニット 主査
山本 航介	NEDO 再生可能エネルギー部 系統連系ユニット 主任
柴田 真吾	NEDO 再生可能エネルギー部 系統連系ユニット 主査
中尾 光洋	NEDO 再生可能エネルギー部 系統連系ユニット ユニット長

<実施者>

岩本 伸一(PL)	早稲田大学 名誉教授
奈良 宏一(SPL)	茨城大学 名誉教授
大田 勇一	東京電力パワーグリッド株式会社 系統運用部 中央給電指令所 基幹系統指令グループ マネージャー
植田 圭輔	東京電力パワーグリッド株式会社 系統運用部 需給運用計画グループ 兼 需給・経営分析グループ チームリーダー
犬飼 宗志	東京電力パワーグリッド株式会社 系統運用部 制御システムグループ チームリーダー
岡田 怜	東京電力パワーグリッド株式会社 系統運用部 広域給電グループ マネージャー
古舘 優	東京電力パワーグリッド株式会社 系統運用部 広域給電グループ チームリーダー
長野 博司	東京電力パワーグリッド株式会社 系統運用部 広域給電グループ
松井 雄大	東京電力ホールディングス株式会社 経営技術戦略研究所 経営戦略調査室 エネルギー調査グループ
田辺 隆也	電力中央研究所 グリッドイノベーション研究本部 ネットワーク技術研究部門
荻本 和彦	東京大学生産技術研究所 特任教授

<オブザーバー>

今井 秀岳	経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課 (併)省エネルギー・新エネルギー部 制度審議室 室長補佐
廣嶋 謙介	経済産業省 資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギーシステム課 係長

<評価事務局>

山本 佳子	NEDO 事業統括部 研究評価課 課長
佐倉 浩平	NEDO 事業統括部 研究評価課 専門調査員
須永 竜也	NEDO 事業統括部 研究評価課 専門調査員
對馬 敬生	NEDO 事業統括部 研究評価課 専門調査員
川原田 義幸	NEDO 事業統括部 研究評価課 主査

議事次第

(公開セッション)

1. 開会
2. 分科会の設置について
3. 分科会の公開について
4. 評価の実施方法について
5. プロジェクトの説明
 - 5.1 意義・アウトカム（社会実装）達成までの道筋
 - 5.2 目標及び達成状況
 - 5.3 マネジメント
 - 5.4 質疑応答

(非公開セッション)

6. プロジェクトの補足説明
7. 全体を通しての質疑

(公開セッション)

8. まとめ・講評
9. 今後の予定
10. 閉会

議事内容

(公開セッション)

1. 開会

- ・開会宣言（評価事務局）

2. 分科会の設置について

- ・研究評価委員会分科会の設置について、資料1に基づき事務局より説明。
- ・出席者の紹介（評価委員、評価事務局、推進部署）

【福井分科会長】 分科会長を拝命した東洋大学の福井と申します。専門分野は電力システム工学であり、特に系統運用制御を主としています。また、最近は広域系統の安定化制御にも関心を持っています。本日は約4時間の長丁場となる会議ですが、議事進行に御協力をお願いできれば幸いです。どうぞよろしくお願いいたします。

【小笠原分科会長代理】 日本エネルギー経済研究所の小笠原と申します。専門は海外の電気事業制度を中心とした調査研究になります。中間評価でも委員を務めましたが、終了時評価においてもよろしくお願いいたします。

【石田委員】 日本電機工業会の石田と申します。太陽光発電のパワーコンディショナーの研究開発を長年取り組んでおり、現在はパナソニックから日本電機工業会に出向しています。専門分野は系統連携の技術になります。本日はよろしくお願いいたします。

【坂本委員】 上智大学の坂本と申します。専門分野は電力系統工学であり、電力機器のモデリングをはじめ、変動電源が大量に入った場合の系統の安定化等を研究しています。本日はどうぞよろしくお願いいたします。

【辻委員】 横浜国立大学の辻と申します。大学では電力系統工学を専門にしており、基幹系統の安定化をはじめ、配電系統における電力品質面の課題等に取り組んでいます。本日はどうぞよろしくお願いいたします。

3. 分科会の公開について

評価事務局より資料2及び3に基づき説明し、議題6.「プロジェクトの補足説明」及び議題7.「全体を通しての質疑」を非公開とした。

4. 評価の実施方法について

評価の手順を評価事務局より資料4-1～4-5に基づき説明した。

5. プロジェクトの説明

- (1) 意義・社会実装までの道筋、目標及び達成度、マネジメント

推進部署より資料5に基づき説明が行われ、その内容に対し質疑応答が行われた。

- (2) 事業の総括説明

実施者より本事業の総括説明が行われ、その内容に対し質疑応答が行われた。

【岩本 PL】 本分科会に御出席の皆様、本日は、御多忙の中にもかかわらず、評価の場にお集まりいただき誠にありがとうございます。ここで、PLとして本事業の総括を述べたく思います。まず、我が国の再エネ大量導入に関しては、2030年度までに36%から38%との導入目標が設定されています。我が国は島国であるため、電力に関する国際連系線もないのですが、我々も目標を達成すべくこれまで努力をしてまいりました。また、皆様も承知のとおり、再エネ大量導入には2つの大きな問題があります。

1 つ目は局所的問題であり、送配電線の熱容量に関するものです。これを解決するために送配電設備の増強・増設が必要であるものの、非常に時間がかかるため、それを行わず、できる限り送配電線の熱容量を最大限とし、電力潮流を常時流せるようにすることが本プロジェクト「日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発」における目的でした。2 つ目は広域の問題であり、需要と供給をバランスし、系統の周波数を一定に保つ必要のある発電機の出力調整問題となります。

今回のプロジェクトでは、これら 2 つを同時に考慮しながら開発を推進してまいりました。前者の局所的問題では「系統制御」、後者の大域的問題では「需給制御」との言葉を用いています。これら 2 つの制御を同時に行うには、予測制御に関する新たなソフトウェアとハードウェアの技術が必要であることから、ソフトウェアとしては新しい太陽光発電予測手法、風力発電予測手法、需要予測手法の開発、ハードウェアとしては系統制約マネジメントシステム、需給制約マネジメントシステム、出力制御配信システムの開発を行いました。それら予測制御手法はシミュレーションだけでなく、実系統試験も 154,000 V の群馬幹線、水上線にて、66,000 V の片品川線において行い、非常に良好な結果を得ています。実用化に関しても他の一般電気事業者には仕様書を共有しており、今回の東京電力パワーグリッドでの実現化の後、他の電力会社も追随していくものと考えます。

最後になりますが、予測制御のソフトウェア及びハードウェアの開発を行い、かつ実用化した例は世界に例がないものです。近い将来、我が国でも AI 技術や EV 増加による電力需要の増加が予想されており、本プロジェクトの有用性は非常に高いと考えます。以上です。

【福井分科会長】 ありがとうございます。

それでは、ただいまの説明に対する御意見、御質問等をお受けいたします。小笠原分科会長代理、お願いします。

【小笠原分科会長代理】 私は挨拶で申し上げたとおり、中間評価から参加をしていますが、その際には事業の妥当性の確認として系統増強との対比が大きな柱だったと理解しています。今回は、プロジェクトの成果を紹介いただきましたが、これほど電圧の低いところで全国を対象とした混雑管理システムを構築するのは恐らく世界初だと思い、非常にすばらしい成果だと感じます。また、昨今改正された EU の電力指令において、「ノンファーム接続に該当するような弾力的な接続」といった規定が新たに設けられているため、こうした事業の成果は海外でも利用が可能になると考えます。国際交流の仕方は検討が要るものの、必要性は感じる次第です。そして、アウトカムについても、研究成果の発表が中間評価と比べて大きく増加している点は高く評価できると思いました。

質問としては数点あります。まず、私がアグリゲーション事業協会の事務局に携わる中において、再エネ事業者、蓄電池事業者と会う機会が多いのですが、日本版コネクト&マネージについての理解があまり進んでいない現状と感じます。この仕組みの理解として、OCCTO が今後事業成果を説明されていくと考えますが、合っているでしょうか。

次に、系統増強との関係や混雑予測との関係とを切り離し、運用だけを紹介されている状況ですが、むしろ電気事業の場合には設備形成との関係がどうなっているのか、また、その両者の閾値がどのあたりにあるのかは非常に重要です。そうした点での理解の向上における情報発信を、OCCTO も調整されながら取り組んでいただきたいと思います。いかがでしょうか。

次に、系統増強や混雑予想に関して、スライド 47 枚目で紹介いただいた後継事業と何かしら関係があるかどうかを確認いたします。

最後に、中間評価で取り上げられた発電事業者のニーズに関して、審議会等で表明されたニーズを考慮して検討を進められたとのことですが、システム的な連携を検討する際に発電事業者側のニーズを把握されたかどうかを伺います。

【小笠原 PMgr】 まず海外展開に関しては、先ほど示した NEDO からの PR がその目的であるように、各

メーカーを含め、これから海外展開をにらみながら各種実証事業を含め実施していくものと理解しています。NEDOとしては国際実証事業等も推進しており、できる限りそうした成果の普及展開に資する貢献をしていく所存です。

次に、系統に接続される方々への情報発信ですが、NEDO 事業はさることながら、各ステークホルダーとして、資源エネルギー庁や広域機関をはじめ、各種審議会等で情報発信を行っていただいております。そうした方々と共に引き続き情報発信をしていきます。また、当然ながら、一般送配電事業者においても情報発信をしていくものと考えます。

次に、系統接続時のルールとの関係ですが、この事業においては国の審議会等で整理された内容を踏まえて検討をしています。FIP 制度等も本格的に開始され、出力制御の方式を含め、国の審議会等で議論がなされていると認識しています。NEDO としては、それらを考慮し、必要に応じた技術開発を追加的に検討してまいります。

最後の御質問は、スライド 47 枚目に関する内容で合っていますか。

【小笠原分科会長代理】 合っています。電源の統合コスト低減に向けた技術開発事業において、系統増強との関係における費用対効果の考え方や、混雑予想として事業者の予見性が重要であるため、この事業を数年先までといったところで、どの程度利用が可能なのか。また、そうした将来に向けての混雑予想の方法を、OCCTO にて 2029 年度まで検討をされて公表していますが、そうしたもののやり方等がこの技術開発事業と何らかの関係はあるのかといった点を伺いたく思います。

【小笠原 PMgr】 まず、基幹系統の増強判断についてはマスタープランで行っているところです。特高系統＝ローカル系統については、増強規律に基づいた B/C の判断の上で B/C が 1 を超える場合には増強することになっているかと思いますが、根本的にその評価がどうなのかといった点を含め、記載のプロジェクト「電源の統合コスト低減に向けた電力システムの柔軟性確保・最適化のための技術開発事業」の中で検討を進めていきます。また、将来の混雑想定について、今回は基幹系統とローカル系統との混雑に対応するものですが、配電系統でも配電用変電所を含めた混雑が発生し得る点において、その混雑予想をはじめとした検討は別事業の中で進めています。御指摘いただいた点は、この事業の中というよりも、外プロジェクトに含めて検討してゆきます。

【小笠原分科会長代理】 ありがとうございます。

【福井分科会長】 それでは、辻委員、お願いします。

【辻委員】 再生可能エネルギーの導入が拡大していく中での障壁として、先ほど御説明いただいたように系統制約の克服があります。そのために既存系統を最大限活用するにおいて、今回ノンファーム型の接続を実現するシステム開発を進められ、大変よい成果が出たものと考えます。

質問としては 2 点になります。1 点目はアウトカムに関するものですが、今回ローカル系統へのノンファームについて一律制御として進められ、途中で制度変更があったことにより、一定の順序による再給電方式にてこの先改修していくとの話でした。そうした方式に移行していくにあたり、既にロジックは組み込まれていると理解いたしますが、具体的にシステムとして実現していく際の課題があるのか。また、そうした点を適切に解決できる見通しがついているのかを伺います。

2 点目は、今回のフィールド試験において、各社に協力をいただき、幾つかの系統で実施されたとのことですが、十分な数の事業者様に協力をいただく形では難しい点もあったと理解いたします。また、各系統で適切なマージン設定を行おうとすると、系統ごとに検討を行うといった要素がある中、今回実証された対象の系統としては限定的ではあったと思います。そうした中で、フィールド試験として十分な規模の実証ができたと考えてよいのか。あるいは、少し不足があるとすれば、今後どのようにフィールド試験の体制をつくっていくべきかといった点での見解を伺いたいです。

【小笠原 PMgr】 まず 1 点目ですが、新方式に移行することによる課題及び想定される点では、まだ実制

御によるフィールド試験を実施していない点から、事業者様で計画値変更をしていただく際にしっかりとできるのかという点は考えるところですが、システム的には、今回検証が行えたことで十分実用に足りるものができたと認識しています。東京電力パワーグリッド様から補足があればお願いします。

【大田マネージャー】 東京電力パワーグリッドより補足をいたします。2026年度に向けて、ローカル系統においても一定順序の再給電のロジック仕様を固めています。今後、システム試験による検証を行います。また、これまで基幹系の再給電とローカル系の一律制御は別々に検証等を実施してきておりますが、一定の成果が出ています。ローカル系が一定順序再給電となったことにより、基幹系の混雑とローカル系の混雑が同時に起きた際のことも含め、一気通貫で試験を実施していこうと考えています。現状では大きな課題はないと思うものの、しっかりと検証を行ってまいります。

【小笠原 PMgr】 次に2点目ですが、再エネの導入拡大をするにおいて非常に切迫した状況の中、焦眉の急として事業を実施してまいりました。資源エネルギー庁からの政策的な要請も踏まえて検討を進めてきましたが、この期間、可能な範囲の中をやり切った点では非常に大きな成果が挙げられたと考えます。もう少し期間的な余裕を持って検討が進められたのならよりよいと思いつつも、今回は十分な検証が行えたと思っている次第です。

【福井分科会長】 それでは、坂本委員、お願いします。

【坂本委員】 全体としては、手法の開発とシステムの開発から始まり、これだけ複雑な制御システムを実系統かつ、リアルタイムに実施できるものを開発し実証試験まで至っています。また、いろいろな政策及び制度等の変化がある中、それも追いながらこれだけの成果を挙げられたのはすばらしく、高いレベルで実証されていると感じた次第です。様々な制約の下、実際の発電事業者の協力も得て、机上の検討にとどまらず、開発された手法が十分な精度を持って実系統に適用できることを確かめられた点も非常に大きかったと思いつつ拝聴していました。

データの共有、共同の仕組みに関しては、一部秘密情報までも共有し、システム開発を効率的に進められる体制を整えられた点も非常によかったと思います。今後状況が変わり、また様々な運用が系統に求められていく中で、今後のシステム開発にも非常に役に立つ知見が今回得られたものと考えます。再生可能エネルギーの大量導入をはじめ、現在に限らず、将来にわたって系統をフル活用できるという点で、社会便益において、大きな成果が得られたと思います。

質問としては、2点あります。1点目は少し意地の悪い言い方になってしまいますが、スライド30枚目の表現を見ると、予測精度が目標20%以内に対し、実際は19.9%まで幅があったということで、ぎりぎりという印象も受けます。この点で、何か補足があれば伺いたく思います。

2点目は、技術の水平展開に関して、早い段階で仕様書を公開して共有されたとのことでした。そのアウトプットに対し、実際にそれを使い、各社で仕様を検討された結果、何かフィードバックがあったかどうかを教えてください。

【小笠原 PMgr】 まず予測の点について、今、既存のエリア全体に使われているモデルが平均20%において、最大誤差はもっと高いところであり、そこを平均で19.9%にできたというのは非常に大きな成果だったと考えます。また、対象系統や各種条件により予測誤差が数値として非常に変わってくる中、最低でも6.8%まで精度改善ができたところも大きな成果だと思います。

次に、監視等委の料金制度専門会合の中でも御報告があるとおり、各社がこちらの成果を参照し、仕様検討を行っているということが公表されています。そのフィードバックは各一般送配電事業者側に来ていると思料されるため、具体的な点は非公開セッションにて説明を差し上げたく思います。

【坂本委員】 ありがとうございます。

【福井分科会長】 それでは、私からも少し伺います。先ほどの説明において、この実証システムは2023年下期に完成をされたとのことでした。スライド26枚目を見ると、12月29日の日付になっています。

実証システムの立ち上げ、オンラインでデータを取り込み、予想潮流を計算し、運用容量を手動で設定されて混雑を起こし、発電事業者への出力制御指令を行う。そして発電所側のPCSがしっかりと挙動して出力制御をし、それが実際の系統にもフィードバックをされる。その結果を確認したと考える中で、実証試験は具体的にはどのくらいの期間でなされていたのでしょうか。

質問の趣旨としては、冬場の年末年始といったロードが少ない時点で行われたのであれば、通常は5月あたりで再エネが非常に発電するものと考えます。工程上どうしてもシステム開発が後ろ倒しになった点は否めませんが、当初想定されていた実証試験の成果と比較し、今回得られた成果が実際にはどの程度の目標値まで達成しているのか。達成度として100、80、60といった感覚でよいのですが、達成度は二重丸ですので、実証試験の成果を評価する点で難しい点があり、伺いたく思います。

【小笠原 PMgr】 まず実証の期間ですが、12月の中で発電事業者ごとに3日間実施し、合計、十数日間実施をしました。時期に関して、通常、軽負荷期に混雑が発生し得るといった点で、今回、想定潮流については試験系フィールドでの検証を行い、十分な検証ができたところです。フィールド実証を12月に行ったところは、発電事業者側の設備の応答確認、潮流変化の確認であるため、あまり大きく時期が影響しない内容において、実系統フィールドでの実証確認を行ったものになります。今回、限られた期間の中での検証として、達成度は二重丸、パーセンテージでは120であると考えます。もう少し検討期間が十分取れるのであれば、通年検証といった形も今後実施できるのではないかと思います、こうした点もNEDOとして今後に活かしてまいります。

【福井分科会長】 ありがとうございます。それでは、坂本委員、お願いします。

【坂本委員】 辻委員、福井分科会長の話と関連するものとして伺います。実システムでの実証はできている中、今後先々に展開をされていった場合、設備点数の増加、適用先が幅広くなるといった点で、いろいろと実証の成果が積み上げられていく面や課題が生じる面が出てくると思います。プロジェクト終了後に実展開されて出てきた課題は、各社で集約されるだけでなく、何かしらうまく集約しながら全体的に展開できる仕組みがあるのでしょうか。

【小笠原 PMgr】 今回、基本的には開発したシステムは2024年4月に導入していただいております。その後、実運用にて得られた課題は、一般送配電事業者の中でベンダーと協調しながら検討を進めていただく予定です。今回の事業に限らず、そうした検討の中で非常に大きな課題が生じ、国の要請があり、一社では対応できないといったものに関してはプロジェクトとして検討を進めることも考えられます。今後そうした事情が生じた際には、改めてNEDOとしても支援をしてまいります。

【福井分科会長】 皆様、そのほか何かでしょうか。石田委員、何か伺いたい点がありますか。

【石田委員】 ありがとうございます。現状、特に申し上げることはありません。

【福井分科会長】 承知しました。それでは、ありがとうございます。時間も参りましたので、以上で議題5を終了いたします。

(非公開セッション)

6. プロジェクトの補足説明

省略

7. 全体を通しての質疑

省略

(公開セッション)

8. まとめ・講評

【辻委員】 本事業は、今後の再生可能エネルギーの大量導入に向けた課題として系統制約を克服する、既存系統の最大限の活用を目指し、ノンファーム型接続の早期実現のためのシステム研究開発が行われたものであり、非常に良い成果が得られたと感じます。開発されたシステムについては、既に2024年4月より東京電力パワーグリッドにて適用が開始され、今後、横展開を進められると思います。それを通じて、再生可能エネルギーの導入拡大にしっかりと貢献されることを期待します。また、この知見を横展開していく上では、適切な系統ごとのマージンの設定方法をはじめ、方法論をより一般化していくといった課題、再給電方式に移行していく部分では実証がまだできていない点もあるでしょうか。これらは、今後の実運用の中で得られた知見をしっかりと横展開していくことが重要だと感じます。そして、この事業において、将来の展開、同時市場の実現等、様々な将来展開を見据えた先進的技術も多々検討されました。日本ならではの非常に精緻なシステムがある一方、ACOPF 等を含めた幾つかの部分では海外に遅れている面もあると思います。引き続き世界動向も注視し、理解を深めながら、NEDO において今後さらなる研究開発の推進を進めていただければと思います。いずれにしても、NEDO の適切なマネジメントの下、大きな成果が出たと考え、本事業に関わられた皆様の御尽力に感謝と敬意を表します。

【福井分科会長】 ありがとうございました。次に、坂本委員、お願いします。

【坂本委員】 本日は丁寧な御説明をありがとうございました。本事業は、再エネ活用に向けて、日本の系統が抱える様々な制約をはじめ、制度変更が変わっていく中、実際の制度、系統、運用をしっかりと踏まえられ、実態に応じた高度なシステムとして、定められた期間内に実証試験及び実導入に至っています。その背景にある計算手法、予測手法の開発に関しても本日いろいろと伺い、今後幅広い活用が見込めるとともに学術的にも高いレベルであることから非常に感銘を受けました。こうした成果が得られたことは、マネジメントとしても適切だったと考えます。そして、アウトプット、アウトカムについても水平展開が充実している点で、大変よい成果が得られていると思いました。今後の展開を通して実際の系統での妥当性のさらなる検証や知見が積み重ねられていくと思いますので、そこに期待するとともに、何か運用上の課題が出てくる場合には、ぜひ上手に集約し、必要に応じて適切な場を設けていただき、その解決において次につなげていくことを希望いたします。改めまして、関係の皆様の御尽力に敬意を表します。

【福井分科会長】 ありがとうございました。次に、石田委員、お願いします。

【石田委員】 本日は丁寧な御説明をありがとうございました。このプロジェクトの前を考えると、再エネが次第に大量に普及していく中で、系統の接続容量の上限が非常に問題視され、「これでは再エネが頭打ちになってしまう」と言われていました。本プロジェクトのアウトカム目標として、「系統増強を待たずに再エネ接続可能になる」と掲げられ、それが実現に至り、社会実装に結びついたという点で大きな成果が得られたと考えます。また、このプロジェクトの中でさらに様々な開発が行われ、例えば非常に精度の高い発電量予測ができるようになっていきます。現時点では一送の運用の中で使われていくと思いますが、得られた成果の系統蓄電システムへの応用展開をはじめ、今後の寄与に期待される場所です。御尽力された関係の皆様に敬意と感謝を申し上げます。

【福井分科会長】 ありがとうございました。次に、小笠原分科会長代理、お願いします。

【小笠原分科会長代理】 私は、資源エネルギー庁の審議会にて、「海外における再エネ増加に伴う混雑解消のプレゼンをお願いしたい」との依頼を受け、その報告をさせていただいたのですが、それがこれほどものになるとは全く思いませんでした。再エネの導入拡大のため、系統の運用容量を十分使うであるとか、コネクト&マネージシステムの構築をするといった点でこちらのシステムを構築するこ

とにより、再生可能エネルギーが追加的に導入拡大することに対し、大きく貢献するプロジェクトだと考えます。欧州では再給電市場、イギリスにおいては個別に市場をつくり、デマンドレスポンスのマーケットを別に設けるなど個別に商品ごとの新しい市場をつくる中、系統制約マネジメントシステム、需給制約マネジメントシステム、出力制御配信システム等を統合した規制システムを使うことにより、効率的に運用する方向性に向かった点は本当に世界初の試みであり、非常にすばらしい取組だったと思います。今後は、蓄電池システムの充電を通じた混雑解消の取組も始まると伺っています。そうした点を含め、システムの高度化に対し、今後も取り組んでいただければ幸いです。

【福井分科会長】 ありがとうございます。最後に、私の講評となります。本日は、長時間にわたり御丁寧な説明をありがとうございました。質疑に対しても真摯に回答をいただきました。まず、全般を通して思ったものは、やはり期間があるといった点です。制御システムの実証であり、限られた期間内において後ろ倒しになってしまうのは仕方がないと思います。しかしながら、それにもかかわらず、当初以上の成果を得られたことに対し、非常に敬意を払います。また、今後はアウトカム目標である他の一般送配電事業者はこのシステムを使っていただくことが重要だと考えます。現状、ローカル系統においては各社自前のシステムで対応をしていくとのことでしたが、ぜひ全国に広がり、採用されていくことを願っております。当然、事業者も協力をされていくと思うものの、特に NEDO からの指示がなくとも、送配電事業者をはじめ、関連する発電事業者の中でうまくこうしたシステムが実装されるよう御協力のほど、よろしくお願いいたします。簡単ですが、以上です。

【川原田主査】 委員の皆様、御講評いただきありがとうございます。ただいまの講評を受け、SPL 及び推進部より一言ずつ頂戴したいと思います。まず、奈良 SPL よりお願いいたします。

【奈良 SPL】 本日は、福井分科会長をはじめ、評価分科会委員の皆様には、長時間にわたる中、本プロジェクトの貴重な御評価をいただきまして誠にありがとうございました。議論においては、国際連携、海外展開、政策・制度への提言ができるような開発をしてほしいといった今後のプロジェクトの実施において役立つ意見も賜りました。お礼申し上げます。本プロジェクトは進行中に様々な変化がありました。2021 年に第 6 次エネルギー基本計画が出され、再エネ導入率のターゲットとして当初 22%から 24%だったものが、36%から 38%に変更となっています。こうした中で、系統の空き容量を有効活用し、より多くの再エネ電源を導入して、効率的かつ合理的なシステム運用をしていくことが課題になりました。本事業の目指すところと役割の重要性が第 6 次エネルギー基本計画でさらに高まったところですが、第 7 次も計画されているため、さらに高まるものと考えます。そして、本プロジェクトのノンファーム型接続の開発に関しては、前提となる細部の制度づくりと技術開発を同時進行していたことにより、状況変化に柔軟に対応をしながら開発を行うといった難しさもありました。加えて、2023 年度 3 月のプロジェクト終了後、2024 年度 4 月からすぐに社会実装をするということで、終わりの期限を決められた中で実施しなければいけない、さらには、国の審議会での議論結果を反映しなければいけない、それから、新型コロナの影響等もありました。このように実施者のほうで様々な対応を要求される状況があったものの、それぞれに工夫及び対応をしながら、スケジュールに遅延ないよう目標仕様を期間内に達成し、関係者に共有でき、一定以上の成果を達成できたと自負しています。

また、NEDO から紹介があったように、本プロジェクトで検討した結果を今後も高度化していく予定です。再エネ中心の電力システムになっていくため、カーボンニュートラル目標の 2050 年の社会ニーズというのは、現在とは少し変わったものになってくる可能性もございます。そのため、今行っている一つ一つの開発プロジェクトの目標とトータルシステムがどうあるべきかということとの整合性、電力市場の在り方といった全体を俯瞰する視点が大切であると考えます。本プロジェクトで開発したシステムはもとより、他の様々な NEDO プロジェクトにおいて開発されるシステム開発が無駄にならないよう目標時点でのゴールから逆算し、今、何をなすべきかを考える役割を引き続き NEDO にも期

待したいと思っています。最後になりますが、評価分科会委員の皆様に重ねてお礼を申し上げ、私からの挨拶と代えさせていただきます。大変ありがとうございました。

【川原田主査】 ありがとうございました。続きまして、推進部の上坂課長よりお願いいたします。

【上坂課長】 本日、部長の山田が海外出張であるため、私が代理をいたします。まず、福井分科会長をはじめ、委員の皆様、長時間にわたる評価を賜りまして誠にありがとうございました。また、岩本 PL、奈良 SPL、東京電力パワーグリッドをはじめ、実施者の皆様におかれましては、今回の評価において長期間の作業となりましたが、御協力いただきまして誠にありがとうございました。当部、再生可能エネルギー部は、御承知のとおり 7 月に組織再編をし、旧スマートコミュニティ・エネルギーシステム部の系統連系と旧新エネルギー部が合体をしたものとなります。本日のプロジェクト評価は、前身のスマートコミュニティ・エネルギー部で実施していたものを、残り後半の 1 つの開発項目について御評価いただいたものです。新エネルギー部において、もともと再エネの各電源、エネルギー源を実施していましたが、一体的に今後再エネ全体で連携を図っていくという趣旨から、今回の改編があったと理解しており、今後シナジー効果をうまく発揮するものとして、評価結果を当部にて受け止めるよいトランスファーの機会だと思います。それから、御指摘のとおり、電力事業の非実運用面と関わっている R&D のプロジェクトであると認識しており、こうした制度と変化に柔軟に対応した技術開発を進めていく観点において、当部の既存のプロジェクトにおいても参考にいたしたく存じます。また、引き続き政策面でもエネ庁と連携を図ってまいりますので、有識者の皆様からも様々な御指導御鞭撻をいただければと思います。最後に、事務局・研究評価課の皆様に対しまして、これまでの御助言、御協力に感謝を申し上げます。以上です。

【福井分科会長】 ありがとうございました。以上で、議題 8 を終了いたします。

9. 今後の予定

10. 閉会

配布資料

資料 1	研究評価委員会分科会の設置について
資料 2	研究評価委員会分科会の公開について
資料 3	研究評価委員会分科会における秘密情報の守秘と非公開資料の取り扱いについて
資料 4-1	NEDO における技術評価について
資料 4-2	評価項目・評価基準
資料 4-3	評点法の実施について
資料 4-4	評価コメント及び評点票
資料 4-5	評価報告書の構成について
資料 5	プロジェクトの説明資料（公開）
資料 6	プロジェクトの補足説明資料（非公開）
資料 7	事業原簿（公開）
資料 8	評価スケジュール

以上

以下、分科会前に実施した書面による公開情報に関する質疑応答について記載する。

「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発／①－1

日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発」（終了時評価）分科会

ご質問への回答（公開分）

資料番号・ ご質問箇所	ご質問の内容	委員名	回答
			説明
資料 7 2-1,2 4-89～101	2026 年～2027 年に C&M システムを 全国で導入するというアウトカム目標 は妥当とあるが、再給電方式（一定の 順序）での運用開始を前提としており、 2023 年度の実証システムではノン ファーム電源の一律制御によるシス テム全体の仕上がり時間について実フ ィールドにて検証されています。 これについて、 (1)実運用においては、演算開始から 配信完了までの時間内に、系統事故の 発生または設備の作業停止が予定通り に終了しないなど、ノンファーム電源 の接続状況によっては出力制御量は大き くなる可能性があります。この場合 のシステムの対応についてご教示くだ さい。	福井 分科会長	(1)へのご回答 ・系統事故時において、電気の量が設備容量を超過する場合は、 日本版コネクト&マネージの取り組みの 1 つである「N-1 電制」 により自動的に電制電源（特別高圧以上のノンファーム電源以外 の電源も含む）を制御（遮断または出力制御）することで設備の 過負荷を防止します。 ※本システムとは別のシステムとなります。また、N-1 電制遮断 対象電源は、N-1 電制が適用された送変電設備の混雑時におい て、原則、出力制御対象外となっています。 ◆流通設備の整備計画の策定（送配電等業務指針第 55 条関連）に おける N-1 電制の考え方について：電力広域的運営推進機関 https://www.occto.or.jp/access/oshirase/2018/files/20240517_n-1densei.pdf ・本システムは、常時系統において上記の系統事故を事前に想定 （N-1 事故を想定した潮流も作成）し、N-1 電制で制御しても設 備過負荷が解消されない潮流想定であれば、事前に対象系統のノ ンファーム電源を制御するよう出力制御演算を実装しております。

資料番号・ ご質問箇所	ご質問の内容	委員名	回答
			説明
	(2)一律制御には含まれないメリット オーダによる UC が必要となる再給電 方式（一定の順序）においても、実需 給直前までには出力制御量を配信完了 できることがシミュレーション等によ り検証されていますでしょうか。 (3)系統混雑は、ローカル系統で 1 個 所、基幹系統で 1 個所となるようなケ ースを送電線運用設定値の手動変更に より発生させて時間計測されていま す。2026 年～2027 年においても 30 分のコマ単位では、複数のローカル系 統または 1 つのローカル系統内で複数 の混雑が起きる可能性は低いと考えて よろしいでしょうか。		・作業停止計画による出力制御調整につきましては、作業停止計 画調整マニュアル（電力広域的運営推進機関）に則り、事前に調 整を実施しており、調整結果に基づいて提出頂く発電計画にて、 本システムは想定潮流を作成しております。 作業停止の延長が想定される場合は、早めに状況を把握したう えで、終了予定時刻の見直しおよび出力制御量の見直し（出力制 御の延長など）について発電事業者等に通知・説明することとし ています。よって、作業延長などによるシステムでの対応は現時点 では実装しておりません。 ◆作業停止計画調整マニュアル：電力広域的運営推進機関 （要点：P47） https://www.occto.or.jp/occtosystem2/kisaiyouryou/files/20230401_sagyouteishimanyuaru.pdf ----- (2)へのご回答 再給電方式（一定の順序）での出力制御量の配信につきましては、試験系にて検証を実施しており、ローカル系統混雑によるノンファーム一律制御に加え、基幹系統混雑による再給電方式（一定の順序）および需給制約による出力制御の演算も含めた出力制御量の配信は、実需給開始までに可能であることを確認しております。 (資料 7 4-100～101 (3) 系統制御と需給制御に要する演算時間の検証)

資料番号・ ご質問箇所	ご質問の内容	委員名	回答
			説明
			(3)へのご回答 上記(2)の回答に記載いたしましたが、時間計測につきましては、複数系統の混雑を模擬し検証を行っております。 2026 年～2027 年における混雑想定設備につきましては、現在精査中となっておりますが、本時間計測検証においては、1 つのローカル系統かつループ系統における複数混雑も検証し実需給開始までの配信が自動で実施可能であることを確認しております。
資料 7 4-22～24	再給電方式（一定の順序）の実運用では DCOPF の適用（想定潮流作成や制御感度の計算など）を予定されているのでしょうか。再給電方式（高度化）での実運用開始について、目標年度がありましたらご教示ください。	福井 分科会長	再給電方式（一定の順序）の実現、すなわちメリットオーダーによる出力制御の実現のため DCOPF による制御演算を本システムへすでに実装しております。基幹系統での再給電方式（高度化）は 2023 年 12 月に導入済みとなっており、基幹系統混雑時に対応できるシステムとして実運用を開始しております。 （資料 7 P4-47 図 4-52）
資料 7 4-25～29	系統セキュリティを考慮した前日計画から当日運用を SCUC+ACOPF でモデル化し、ベンダーズ分解法に基づいて最適化する手法については 2000 年代からこれまでにさまざまな解法が提案されてきています。最近では再エネ出力や需要を不確実変数とした計算モデルによる Robust ACOPF の解法が研究されております。本事業での SCUC と ACOPF の連携で得られた知見から、学術面または実用面からみた新規性についてご教示ください。	福井 分科会長	ご指摘の通り混合整数計画手法の技術向上に伴い、2000 年代より、交流電力制約および送電制約を考慮した発電計画策定 SCUC+ACOPF に関する様々な手法の提案が行われており、SCUC+ACOPF 適用のアイデア自体には新規性が見受けられませんが、実規模系統適用については計算時間および計画の精度について課題があると認識しております。例えば米国では、国の機関である ARPA-E が複数年で様々なテーマを設定しコンペティションを行い、研究者を競わせながら技術開発を実施している状況で、現状、実運用への適用を試行している状況と認識しております。

資料番号・ ご質問箇所	ご質問の内容	委員名	回答
			説明
			本研究では、東京電力 PG 系統上位 2 電圧階級を可能な限り忠実に模擬した上、再生可能エネルギーの不確実性を考慮し、年間 8760 時間断面の様々な需給条件にて、SCUC+ACOPF のおける連携計算の高速化が実現できており、実用面に新規性がございます。また、各時間断面において N-1 事故の模擬において、従来利用されていた直流法潮流計算ではなく、ACOPF を利用した評価を実装しており、実用面での新規性の一つと考えております。 また、今回の ACOPF のプログラム開発では、実施者が長年にわたり開発を重ね、多くの実績を持つ信頼性の高い SCUC ソルバーに変圧器や調相設備など ACOPF 特有の機能を加えることで開発され、ゼロベースで起動停止計画の機能を備えた ACOPF ソルバーを開発することにくらべ、両者の親和性を確保しつつ開発効率を上げることができました。この点は、実用面を考慮した機能を付与する点において、高い新規性があると考えています。 さらに、昨今、実規模系統データを活用した SCUC+ACOPF 手法開発に関しては海外では、データ収集を含め研究がリードしている状況ではありますが、我が国の SCUC+ACOPF 手法の技術開発にて、電気学会の電力系統標準モデルではなく、こうした実規模系統データを活用して実用機能の実装が進められ、人財やノウハウが国内で蓄積されたことに新規性があると考えております。

資料番号・ ご質問箇所	ご質問の内容	委員名	回答
			説明
資料 7 4-59,68,77, 86～88	太陽光発電、風力発電、需要のローカル予測精度の目標値が設定されていますが、発電事業者の出力制御量に直結する送電線潮流の予測精度の目標値は設定されておられません。予想潮流の精度限界値に起因します実潮流とのマージンは実フィールド検証の結果からローカル系統ごとに決める必要があるとの結論ですが、これからの太陽光発電、風力発電の接続数増大に伴ってマージンのアップデートは都度続くことになります。本事業のアウトカム目標である C&M システムの全国導入に向けて、適正なマージンの算出の考え方やシステムチェックなアップデート手順を各一般送配電事業者に詳らかにすることが必要と考えますがいかがでしょうか。	福井 分科会長	仰る通りかと存じます。 想定潮流では自然変動電源や需要変動、計測誤差による想定誤差が不可避なため適切なマージンを確保する必要があります。 一方、マージンは出力制御量に直結することから、適宜、誤差要因を分析のうえ、マージンのアップデートを実施していく予定です。 マージンの算出の考え方やシステム化につきましては、第 76 回広域系統整備委員会（2024 年 3 月 8 日）にて本事業での検討成果として御報告したところではありますが、現時点の東京電力 PG での算出方法を共有のうえ、一般送配電事業者各社の特徴も踏まえ、整理していきたいと考えております。 ＊東京電力 PG での検証：複数のローカル系統におけるシステムによる想定潮流と実績潮流との誤差分析について継続実施中 ＜マージン見直し（イメージ）＞ ・システム運開当初：月 1 回見直し ・ゴールデンウィークなどの高稼働時期：週ごとに見直し ・発電機の廃止・新・増設や流通設備の変更：都度、見直し ・運用容量を超過：即時、見直し ・季節ごとまたは一定期間ごと：データを蓄積していく中で期間を細分化

資料番号・ ご質問箇所	ご質問の内容	委員名	回答
			説明
資料 5 P.30	再エネ予測システムの精度に関して平均値の幅が示されており、システムの精度の検証としては正しいが、特にローカル系統では抑制量に影響するため誤差の幅を占める工夫があった方が分かりやすいのではないか。	小笠原 分科会長 代理	検証を行った太陽光発電及び風力発電のローカル予測精度については、設備量ベースの%MAE（平均絶対値誤差）で評価をしており、その数値を記載しております。 括弧内の数値の幅については、スペースの制約等から、検証対象となった箇所における%MAEの値を小さい順から大きい順に記載したものです。%ME（平均誤差）との比較では、%MAEの方が誤差が改善することも確認しています。 ※検証結果は別紙（太陽光：表 2、図 2、風力：表 4、図 4・5）のとおりとなっております。 なお、一般に総合評価には、RMSE（二乗平均平方根誤差）、MAE、MABE（平均バイアス誤差）が多く用いられますが、予測誤差の分布、その形状、箱ひげの定義による大外しの発生、誤差の発生頻度などから、指標として%MAEを採用することの適切性についても別途評価を行っています。
資料 7 P.4-6	「検証の結果、群馬エリアのひとつのローカル系統では、11%程度のマージンが必要である」と記載があるが、マージンの最小に影響する要因で最も大きいものは何か。	小笠原 分科会長 代理	現在の電力設備上、マージンが必要となる誤差要因については以下が考えられます。 (1)固有負荷想定誤差（需要想定に基づく誤差） - 過去実績にて固有負荷想定を算出するうえでの、比率に用いる需要想定誤差 - 過去実績と想定日の需要カーブの違いによる誤差（操業や生活など時間帯別電力利用の差異による誤差） (2)再生可能エネルギーの出力予測と実出力との差異 (3)電源Ⅲなど発電事業者の計画提出値と実出力との差異

資料番号・ ご質問箇所	ご質問の内容	委員名	回答
			説明
			(4)その他誤差 ・オンライン計測が困難データ（変電所所内負荷，系統内 Loss の真値） ・テレメータ誤差（CT, VT, TRD） ※標準規格上、CT,VT の誤差は±2%、TRD の誤差は±1%まで許容。 ※CT：計器用変流器、VT：計器用変圧器、 TRD：電力トランスデューサ 本検証エリアにおいて想定潮流誤差の大きな要因としては PV 出力誤差でしたが、それぞれの系統の特徴を踏まえ分析のうえ、マージン量を決めていき、適宜、見直す必要もあると考えております。 <マージン見直し（イメージ）> ・システム運開当初：月 1 回見直し ・ゴールデンウィークなどの高稼働時期：週ごとに見直し ・発電機の廃止・新・増設や流通設備の変更：都度、見直し ・運用容量を超過：即時、見直し ・季節ごとまたは一定期間ごと：データを蓄積していく中で期間を細分化

資料番号・ ご質問箇所	ご質問の内容	委員名	回答
			説明
資料 7 P.4-20	「ループ系統における制御値の配分にあたって制御感度を用いて制御対象箇所を抽出する際、系統に複数のノンファーム設備が存在する場合は、制御量極小化を考慮した制御値の再配分を実施することとした。」と記載があるが、類似系統ではプロラタで出力制御しないという場合があるということか。	小笠原 分科会長 代理	基本的にはプロラタでの出力制御としておりますが、図 4-26 のように、ループ系統内に複数の混雑設備が発生した場合、需要側（上位系統）＜電源側（下位系統）の場合、制御量極小化を踏まえ需要側（上位系統）のみに効果がある電源に対し、プロラタにて制御量を再配分する仕様としております。 また、需要側および電源側の両方に効果がある箇所に対してもプロラタにて制御いたします。
資料 7 P.4-21	上記に関連して図 4-27 では同じグループに対して同じ制御率を適用していることから、プロラタで出力制御をしているという理解で良いか。（対外的な一般的説明ではそうした細かい説明がないための確認です。）	小笠原 分科会長 代理	ご認識のとおりです。 放射状系統においても上位系統(154kV)、下位系統(66kV)系統で同時混雑があつた場合も同様に、2 つのグループとして、下位系統の制御量が多い場合は、上位系統に再配分することとしております。

資料番号・ ご質問箇所	ご質問の内容	委員名	回答
			説明
資料 7 P.4-36	「出力制御に関する制御情報は WEB 上に公開し、電源Ⅲ・バイオマス・再エネの各発電事業者からの確認を可能とし、連絡先情報、電源Ⅲ・バイオマスの最低出力の変更を実施させる。」と記載があるが、再エネ事業者等に使い勝手に関して意見交換を行ったか。	小笠原 分科会長 代理	第 42 回 広域系統整備委員会（2019 年 8 月 5 日）において、ノンファーム電源の出力制御値算出のタイミングについて記載されており、混雑予想はノンファーム事業者へ提供されることと整理されていたため、これに基づき、出力制御に関する制御情報は WEB 上に公開することとしております。また、「系統情報の公表の考え方」（資源エネルギー庁 電力・ガス事業部）においても、前日見通しは再生可能エネルギーの出力制御予定日の前日夕方までに公開することなどが定められており、これらに則って Web 公開を行っています。また、連絡先情報についてはオフライン事業者に指令を出す必要性から、発電事業者等が登録できる仕様とし、電源Ⅲ・バイオマスの最低出力の変更については、国の審議会等での議論により需給制御においては電源Ⅲ・バイオマスは最低出力まで下げることと整理されたことから、第 43 回・第 44 回系統ワーキング（2022 年 11 月 30 日、2023 年 2 月 28 日）での議論も踏まえ、最低出力の変更ができる仕様としております。 発電事業者等の意見等を踏まえ国の審議会等で議論が行われており、当該議論に基づいた仕様としているところでありますので、本事業では、発電事業者等とは直接的に使い勝手の意見交換はしておりません。

資料番号・ ご質問箇所	ご質問の内容	委員名	回答
			説明
資料 7 P.103～106	英国の状況について送電部門の説明か配電部門の説明か明確にした方が良いのではないか。表 4-25 は配電部門、それ以外は送電部門の説明と考えられる。また表 4-23 で PJM について「費用便益分析で判断」とあるが、需要への送電に関する制約解消は義務である一方、経済的理由による系統増強は事業者判断だと理解していたがいかがか。また日本についてノンファーム接続に伴う混雑予測は例えば現在は 2029 年度まで実施しており、必ずしもマスタープランの時間軸と一致していないと思われる。ノンファーム接続の増加に関連した系統増強は今後の課題という理解で良いか。	小笠原 分科会長 代理	・基幹系統の混雑管理手法と、ローカル系統の混雑管理手法で分け、電圧階級も記載する事で、送電と配電の内容は明確化していると思っております。系統混雑管理については、基本的に送電系統で実施されている一方で、日本でも採用したノンファームの概念については、英国のローカル系統でのみ実施されていたという調査結果であったため、表 4-25 を別出しとしております。 ・PJM では毎年、電力需要予測や容量市場のアデカシー、発電機、公共政策、市場効率性など様々な要素を考慮した上で、短期（5 年後まで）と長期（15 年後まで）の送電網拡張計画（RTEP：Regional Transmission Expansion Plan）を作成し、RTEP の計画の中で系統増強を実施するか判断するにあたり費用対便益評価を実施しているため、「費用便益分析で判断」と記載させていただきました。一方で、費用負担については、PJM における新規電源の系統接続によって必要となる既存系統の増強が必要となるレベル以降に申し込みをした事業者に対して、増強が必要な当該送電設備への影響度（MW contribution）に応じて費用負担が生じ、費用負担の在り方は原則ディープ方式となっております。そのため、発電事業者の判断で系統増強を判断しているものではないという認識です。

資料番号・ ご質問箇所	ご質問の内容	委員名	回答
			説明
			・表 4-23 で日本の例として連系線や地内基幹系統の増強については、マスタープランで実施している旨を記載しておりましたが、系統接続と混雑緩和スキームは切り離した手続きであり、また、系統増強で検討する内容と、第 83 回広域系統整備委員会（2024 年 9 月 10 日）において示された前提条件・算定方法に基づく系統混雑の中長期見通しでは考え方が異なっており、時間軸が一致するものではございません。現在の系統混雑計算は、実運用に近い形で電源の出力を想定して、混雑計算を実施しておりますが、マスタープランでの考え方は異なります。 また、ノンファーム型接続電源は基本的に出力制御をすることを前提として接続しており、ノンファーム型接続電源が増えたとしても混雑管理で対応出来る範囲であると考えられるため、そこまで大きな課題とならない認識しております。 なお、地内のローカル系統については、「発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」の増強規律に基づき、増強による便益が費用を上回る場合には増強が行われますが、下回る場合は増強は行われなため、ノンファーム型接続電源が増えた状況において発電事業者が希望しても混雑は緩和されない状況が考えられることから、別途、国の審議会等で議論が行われていることに加え、NEDOでは、2024年度から「電源の統合コスト低減に向けた電力システムの柔軟性確保・最適化のための技術開発事業（日本版コネクト&マネージ2.0）／研究開発項目 1 DER 等を活用したフレキシビリティ技術開発／系統用蓄電池の充電制御を活用した系統混雑緩和技術の開発」を進めています。

資料番号・ ご質問箇所	ご質問の内容	委員名	回答
			説明
資料 7 4-23 ページ 図 4-28	図 4-28 中に「LMP ベースの潮流解析技術」とあります。 LMP (Locational Marginal Price) は一般に地点別限界価格、ノードル価格とも呼ばれる、と説明されています。説明本文にはゾーン制・ノードル制の系統制約管理に資する、とありますが、目指しているのはノードル制なのでしょうか。それともゾーン制・ノードル制のどちらにも使える制御ロジックということなのでしょうか。	石田委員	本手法は、ゾーン制・ノードル制のどちらにも使える技術と考えております。制御ロジックとしては一般的な OPF になりますが、LMP に対する影響を利用して、系統制約が及ぼすコスト的な影響を評価することが狙いです。
資料 7 4-25 ページ 上から 5 行目	開発したモデルを「年間を通して需給運用を評価」とありますが、このモデルは年間評価に用いるもので、前日の給電指令や出力制御指令には使えないという理解であっていますでしょうか。	石田委員	本モデルは、現在検討されている送電網の制約を考慮したエネルギー市場と調整力市場の同時最適化に適用できる基礎機能を備えており、「前日の給電指令や出力制御指令に使える」ことを目指して開発しました。年間の評価が可能なことで、その最適化解析が実用的に十分な速さで実施できることを示しています。
資料 7 4-32 ページ 図 4-36	図 4-36 キャプションでは 出力制御にインターネットを用いる 66kV 未満のケースと書かれていますが、図には 66kV 以上の例も図示されています。通信の実装評価はインターネット回線で行ったという理解で合っていますか？それとも専用線で評価したのでしょうか？	石田委員	図 4-36 は「66kV 未満の発電設備において、公衆回線を利用して等々に理由により出力制御を手動で操作している発電所」を表している図となります。将来的な記載であるため、実装評価とは別になります。実装評価は 66kV 以上の専用線および 66kV 未満のインターネット回線の両方になります。

資料番号・ ご質問箇所	ご質問の内容	委員名	回答
			説明
資料 7 4-45、46 ページ 図 4-49、50	MOL とは何かご教示頂けますでしょうか。（ネット検索でヒットしなかったのもので）	石田委員	「メリットオーダーリスト」の略称になります。 調整電源を調整力単価順にならべた表になります。
資料 7 4-74 ページ	風力発電の発電量予測として風況予測が重要であることは理解しやすいですが、発電所の状況（運転しているか否か）はさらに大きなファクターと思われます。発電所毎に運転状況を随時収集しているのでしょうか。	石田委員	本検討では、SCADA から得られるデータの内、発電所の運転状況として風車毎の運転時間のデータを風力予測に活用しております。
資料 7 4-61 ページ	統合予測には 気象協会の SYNFOs-solar も含まれていますか、それとも SYNFOs-solar はベンチマークの相手ということですか。また、統合予測値は各種気象モデルの平均値を採用しているのですか、それとも特別な手法があるのですか	石田委員	統合予測には SYNFOs-solar も含んでいます。統合予測値については各気象モデルの誤差量に応じた重みつけ平均により作成しています。
資料 7 4-77 ページ 下から 4 行目	日単位とありますが、1 日の時間ごとの値という理解であっていますか	石田委員	ご理解の通りです。1 日の時間ごとの予測を月単位から日単位に改良したということです。

資料番号・ ご質問箇所	ご質問の内容	委員名	回答
			説明
資料 7 4-77 ページ	需要予測に気温が大きなファクターであることは理解できますが、経験値（例えば昨年同日の実績など）が大きなファクターであったりしないでしょうか。	石田委員	おっしゃるとおり昨年の同日は大きなファクターになるかと考えられるものの、必ずしも気温が同じではないかと思います。そのため、予測気温に応じて需要を予測したほうがより予測精度が高くなるとの考えの下、今回の検討では夜間の予測値と実測電流値との差を一律補正值とした予測気温を用いています。
資料 7 4-82 ページ	送電エリア単位で日射量以外に有意な発電量の差はあったのでしょうか。また、送電エリア単位で特性がわかったとして、将来送電エリア単位での出力制御指令を行うことは視野に入っていますか。	石田委員	今回の分析では佐京エリアの送電線混雑のテーマがあり、検討対象地域を千葉エリア、またその一部の配電用変電所以下のエリアとしました。このため、今回の検討においてはエリア間の特性の違いは十分に評価しておりません。すなわち、ご質問にございました、エリア単位の特性に応じて出力制御量に差をつけることを視野に入れた検討は今回行っておりません。しかし、今回の検討から、PV の設備規模や過積載の条件、物理的な設置条件、サイト出力の構成比などがエリアによりまた設置時期により異なることでエリアごとの特性が変わってくると考えられます。 ※検討内容の詳細は、別紙（P.7 以降）にて御参照いただけます。 今回の開発手法の精度は、エリアの大きさによるものではなく、収集した PV データの数によるところがあります。別紙の最後の部分に記述しているように、それぞれのエリアのデータ数が充実することにより、当該エリアの特性が十分に把握でき、将来的に送電エリア単位の特性に応じて出力制御指令を行うことも視野に入ってくると考えています。

資料番号・ ご質問箇所	ご質問の内容	委員名	回答
			説明
資料 7 4-84 ページ	中給のシステムと出力制御のシステム（サーバー）は物理的に切り離されているはずですが、接続されているような絵になっています（例えば図 4-47）。実態はどのようなのでしょうか。	石田委員	出力制御には中給システムの情報が必要となりますので、接続は必要となります。開発システムの概要は、資料 7 2-3 ページ 図 2-4 にてご確認いただくことが可能です。 一方、IP 分離装置および連携サーバを用いて直接的には接続されておられません。
資料 7 P.4-22 (4.1(1)(b))	LMP に基づく系統制約評価手法は、必ずしも ACOPF を用いなくても（DCOPF であっても）実現できると思われるが、その理解で良いでしょうか。また、DCOPF と比較した ACOPF の利点は、本事業においては送電損失の精緻な計算や、電圧に係る各種制約条件が考慮できる点と考えて良いでしょうか。	辻委員	前者・後者の質問とも、ご認識の通りです。 ACOPF を用いる狙いは、現実と計算とのギャップを埋めることにより、より実効性の高いソリューションとすることです。特に、大需要地に電力を供給する大規模ケーブル系統を抱える我が国の系統では、需給構造の変化に伴う基幹系統潮流の大幅変化が加速し、現在・将来に亘って、電圧の問題が系統の安定運用の重要課題になると考えています。
資料 7 P.4-24 (4.1(1)(b))	潮流状況の不確実性への対応に関連して、「適正マージン設定」との記載が図 4-30 でも示されていますが、本検討項目では適正なマージンをどのように算出しているのでしょうか。	辻委員	本検討項目では、適正マージンは算定（検討）していません。 図は、本検討で想定した適応進化型の系統制御ロジックの全体像をイメージしたものであり、本検討は、赤枠（赤字）の部分を対象としています。

資料番号・ ご質問箇所	ご質問の内容	委員名	回答
			説明
			なお、「4.5. フィールド実証 (2) フィールド実証」での検討成果などを踏まえ、マージンの算出の考え方やシステム化につきましては、第 76 回 広域系統整備委員会（2024 年 3 月 8 日）にて本事業での検討成果として御報告したところではありますが、現時点の東京電力 PG での算出方法を共有のうえ、一般送配電事業者各社の特徴も踏まえ、整理していきたいと考えております。 ＊東京電力 PG での検証：複数のローカル系統におけるシステムによる想定潮流と実績潮流との誤差分析について継続実施中 ＜マージン見直し（イメージ）＞ ・システム運開当初：月 1 回見直し ・ゴールデンウィークなどの高稼働時期：週ごとに見直し ・発電機の廃止・新・増設や流通設備の変更：都度、見直し ・運用容量を超過：即時、見直し ・季節ごとまたは一定期間ごと：データを蓄積していく中で期間を細分化
資料 7 P.4-27 (4.1(1)-(c))	ACOPF において LFC 調整力制約を満足した解を導出するためにスラック変数が導入されたと理解しましたが、実系統では LFC 以外の調整力の制約条件も考慮が必要かと思えます。複数種の調整力に関する制約条件を組み込むことも可能でしょうか。	辻委員	複数種の調整力の制約条件を考慮することは可能と考えます。現在、別途の検討により、予測を陽に扱わないツールにて先行して 4 月からの需給調整市場の調整力を考慮する処理を完成させており、続いて SCUC 側で先行して複数調整力の制約について検討を行い、次の段階で ACOPF に展開する予定です。

資料番号・ ご質問箇所	ご質問の内容	委員名	回答
			説明
資料 7 P.4-26 (4.1(1)-(c))	SCUC により得られた起動停止計画に対して、当日に一回だけ ED が行われるとのことですが、SCUC において十分な予備力が確保されていなければ、ED の最適化に際して実行可能解が存在しない場合が生じるものと思います。予備力の確保量についてはどのようにご検討されたのでしょうか。	辻委員	SCUC で確保する上げ代としては、需要予測誤差および電源脱落対応分(1 日のうちでの需要ピーク値の 2%) と、PV 出力誤差対応分(PV 出力の予測値から 90%予測区間下限までの幅)との合計値としました。ED に可能解がない状況は実用では供給力が不足する場合などにあたります。SCUC では不足電力に対応する費用の大きいスラックが発電して、解が得られることを確保します。実際にはリアルタイムまでに予測の更新に応じての計画修正を行う intra-day SCUC などが対応することになり、本プロジェクトでは対象外ではありますが、別途のプロジェクトではそのような解析の準備もしています。
資料 7 P.4-29 (4.1(1)-(c))	「SCUC は 4 並列処理」, 「ACOPF は 10 並列処理」との記載がありますが、具体的には何を並列処理されたのでしょうか。	辻委員	SCUC は、一日一日を独立の最適化問題として定式化しているため、1 年 365 日を 4 分割して並列計算しました。ACOPF の計算対象は 1 日 48 断面 x 365 日=17520 断面、すなわち 17520 個の独立した非線形最適化問題となっています。これらの最適化問題をそれぞれ独立に 10 個のコアを備えた CPU で計算しています。直観的には 1 個のコアが 1752 個の最適化問題を順次解いています。

資料番号・ ご質問箇所	ご質問の内容	委員名	回答
			説明
資料 7 P.4-55 (4.2(3))	マルチモデルアンサンブル予測手法が効果的であったことが示されていますが、どのようなモデルを組み合わせることが必要か、という点について、何か知見はあるでしょうか。また、マルチモデルアンサンブル予測手法を適用する上での課題や問題点などもあれば、教えていただけますと幸いです。	辻委員	マルチモデルアンサンブルのメリットとしては、1 つの予測では大きく外していた場合に、他のモデルが別の予測をすることで平均的な予測精度や大外しが低減するという点にあります。したがって、同じような予測を出すモデルよりも、異なる傾向の予測をだすモデルを組み合わせる方が良いと考えられます。また、風力予測にマルチモデルアンサンブルを適用する上での課題としては、すべての予測が同様な外し方をしている場合は、誤差を低減できないという点や、結果の解釈性および計算の仕組みがより複雑になるという点があります。
資料 7 P.4-61 (4.3(1))	「誤差の頻度分布や誤差出現時の分析を行うことで、誤差が発生しやすい条件を整理した」とありますが、誤差が発生しやすい条件として、具体的にどのような知見が得られたでしょうか。	辻委員	太陽光と風力発電の両方が導入されたローカル系統を想定した際に、天候や風速帯により誤差傾向が違うことを確認しています。例えば、晴れた夏場のような日平均風速が小さいときには風速は過大予測になりやすい傾向があるものの誤差のばらつきは小さくなります。一方で時空間スケールの小さな雲が散発的に発生しやすく、日射量予測誤差はばらつきやすくなります。

資料番号・ ご質問箇所	ご質問の内容	委員名	回答
			説明
資料 7 P.4-66 (4.3(1))	「過積載リミッタモデルについては、一部の地点について若干の精度向上が見られることを確認した」との記載があります。過積載の比率が高い場合、過積載リミッタモデルの有無は大きな影響を与えるようにも感じましたが、本検討では若干の精度向上が見られるのみであったのは、どのような理由によるものでしょうか。	辻委員	過積載につきましては、個々の発電所の過積載率のデータまたは当該配電用変電所エリアにおける過積載率区分ごとの発電設備容量などの、予測モデルを正確に作成する上での前提となるデータがあれば、ご指摘の通り精度を大きく向上させる可能性がありましたが、今回の検討では、上記のような前提データが入手できず、一律の過積載率を当該配電下の全発電所に適用するか、複数の過積載率の発電所の容量比を仮定する形でのモデル化しかできませんでしたので、一部の地点についての若干の精度向上に留まったと考えられます。
資料 7 P.4-71 (4.3(2))	当日予測として 5 時間先予測を利用したケースが検討されていますが、5 時間先予測と翌日予測の精度は表 4-21 からは大きな差がないようにも見受けられます。5 時間よりも、さらに実需給に近い断面での予測制度についてもご知見はあるでしょうか。また、5 時間先を選択した理由は何でしょうか。	辻委員	① 5 時間先・翌日予測の精度の差の少なさについては、モデルの説明変数である気象予報値の精度が、地点によっては 5 時間先・翌日予測で差異がない、又は前後していることが考えられます。 ② 出力制御の見通しの公表については、実需給の 5 時間前に実施することと広域系統整備委員会で整理しているため、想定潮流の作成にあたり、短期予測として、5 時間先の予測を採用しています。

資料番号・ ご質問箇所	ご質問の内容	委員名	回答
			説明
資料 7 P.4-82 (4.3(5))	ご提案の方式により過剰な PV 出力制御の回避が期待できる一方で、PV 出力制御量が不足するリスクもあるものと理解しました。実運用上は、このリスクにどのように対応することが考えられるのでしょうか。	辻委員	PV 出力制御量の不足については、その回避とともに当日にかけて顕在化します。 技術的には、オンライン制御が可能な設備については、当日のリアルタイムまでに対応が可能と考えます。 現在、別途の検討により、毎時の予測の修正を反映した UC を開発しており、次の段階で SCUC との統合を行う計画です。なお、実際の手順や制度についての確認・検討が必要と考えます。
資料 7 P.4-90 (4.5(2))	「想定潮流の実績からの誤差を踏まえたマージン量」として、ここでの事例では 10%との数値が示されています。同じページで、「本評価については一例」と示されている通り、送電線ごとに必要なマージンは異なるものと思います。他の送電線で必要となるマージンについてもお知見が得られていれば、可能な範囲でご紹介をいただけますと幸いです。	辻委員	現在、本事業期間中の検証対象設備以外で、設備稼働率が大きい（送電線潮流が大きい）線路を抽出し、検証を行っているところであり、現時点では新たな知見はでておりません。

1 東京エリアにおける予測精度評価

今回実施した精度評価の対象期間・検証対象および評価指標は表 1 のとおり。

東京エリアにおける予測精度評価においては、時間帯粒度を 30 分単位とし、太陽光と風力の発電量と発電実績を比較して、設備量ベースの%MAE で予測精度評価を実施した。また、実際の需給運用に適用した場合の有効性の有無を確認するため、検証対象はローカルエリアと東京エリアの 2 項目で行った。

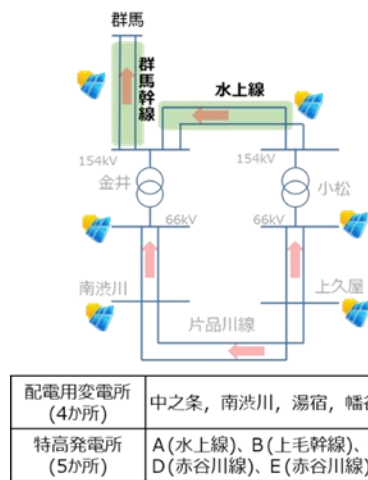
まず、太陽光発電量予測のローカルエリア（ケース 1-1）については、図 1（a）に示すとおり、フィールド実証系統である群馬幹線および水上線に接続された配電用変電所 4 箇所と特高発電所 5 箇所を対象とし、対象期間は、実系統フィールド実証期間であった 2023 年 12 月で行い、①気象予報ベース（実需給 5 時間前気象予報での発電量予測）と②気象実績ベース（推定実績での発電量予測）で精度評価を実施した。東京エリア（ケース 1-2）については、②気象実績ベースでの現状の予測システムとの比較検証を実施した。

次に、風力発電量予測のローカルエリア（ケース 2-1）においては、フィールド実証系統に風力発電所の接続がないため、図 1（b）に示す東京エリア内の特高発電所を地理分布で近い地点を集約したウィンドファームグループ(WFG) 9 地点を検証対象とした。予測値については、①気象予報ベースが 5 時間前予報の取得が困難なことから実需給 30 分前気象予報での発電量予測を使用とした。また、②気象実績ベース（推定実績での発電量予測）は、本事業では発電量算出まで実施していないことから、「4.2.2 発電実績データを活用したローカル発電出力予測手法の検討」で作成された LFM 推定実績を使用して精度評価を実施した。東京エリア（ケース 2-2）については、WFG9 地点を合計したもので評価を実施した。

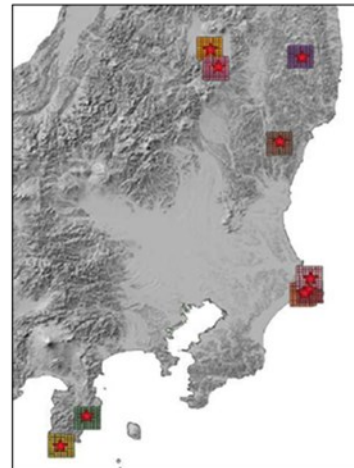
表 1 対象期間・検証対象および評価指標¹

	PV		WF	
	ケース 1-1	ケース 1-2	ケース 2-1	ケース 2-2
検証対象	フィールド実証系統 （154kV群馬幹線 および154kV水上 線）に接続された配 電用変電所 4箇所 ならびに特高発電所 5箇所	東京エリア※	福島県、茨城県、千 葉県、静岡県にある WFが設置されている 9 地点	東京エリア
対象期間	①2023年12月19日～2023年12月30日 ②2023年12月1日～2023年12月31日		2023年12月1日～2023年12月31日	
予測値	①5時間前気象予報による想定電力量(30分値) ②気象推定実績による想定電力量(30分値)		30分前気象データによる想定電力量(30分値) (参考)LFM推定データによる想定電力量(30分値)	
実績値	スマートメータ電力量(30分値)		テレメータ電力量(30分値)	
評価指標	%MAE		%MAE	

¹ PV 対象期間①は、データ取得の関係から 2023 年 12 月 19 日～2023 年 12 月 30 日とした。



(a)太陽光予測検証対象



(b)風力予測検証対象

図 1 東京エリアにおける検証対象(ローカル)

1) 太陽光発電量予測の予測精度検証結果

ケース 1-1：ローカルエリア

表 2 に①気象予報ベース（実需給 5 時間前）と②気象実績ベース(推定実績)での精度評価結果を示す。

表 2 太陽光発電量予測ローカルエリアの%MAE [単位:%]

	配電用変電所（配変）				特高発電所（特高）					平均
	中之条	南渋川	湯宿	幡谷	A	B	C	D	E	
①気象予報	11.7	4.5	11.8	15.0	7.6	18.1	9.4	11.8	16.9	11.9
②気象実績	4.5	9.2	5.3	9.6	8.1	9.2	9.4	5.4	9.8	7.8
差異(①-②)	7.、2	▲4.、7	6.5	5.4	▲0.5	8.9	0	6.4	7.1	4.8

①気象予報ベースの予測精度%MAE は、最小 4.5%(配変：南渋川)、最大 18.1%(特高 B) となり、②気象実績ベースの予測精度%MAE は、最小 4.5%(配変：中之条)、最大 9.8%(特高 E)となった。

①気象予報ベースと②気象実績ベースの%MAE の差異から予測精度は最大 8.9%改善した。①気象予報ベースと②気象実績ベースは同一の予測ロジックで算出しているため、気象要因で改善したと考えられる。

①気象予報ベース、②気象実績ベースのいずれにおいても、目標値 20%以内であることを確認した。

図 2 は①気象予報ベースの太陽光発電量予測定格比ヒストグラムを示す。各地点で過大予測または過小予測の顕著な傾向があり、大きなばらつきが見られる。

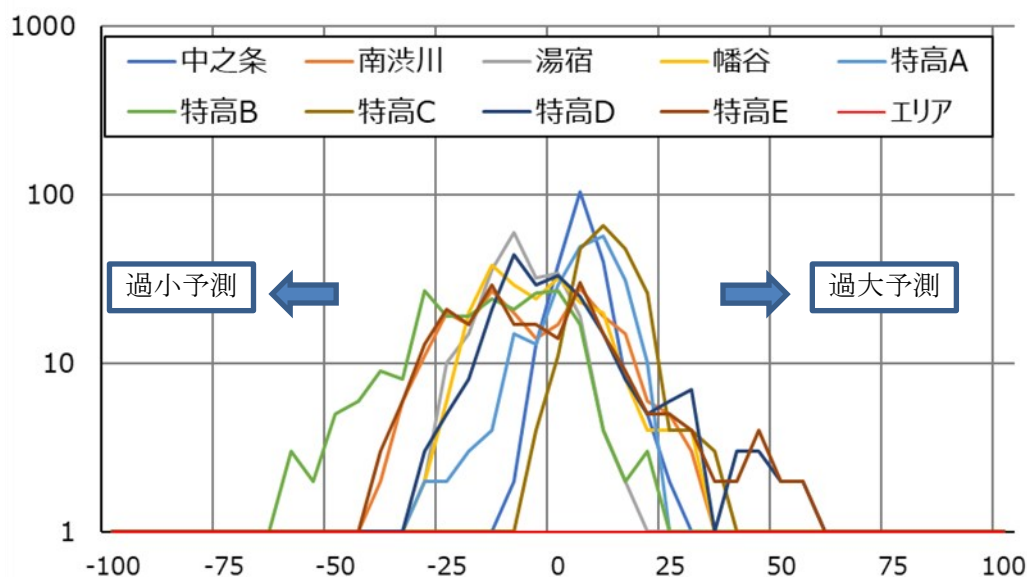


図 2 太陽光発電量予測定格比ヒストグラム (①気象予測ベース)

ケース 1-2 : 東京エリア

表 3 に②気象実績ベース（推定実績）での精度評価結果を示す。

表 3 東京エリアの太陽光発電量予測の②気象実績%MAE [単位%]

	%MAE	%ME
改修前	2.3	1.9
改修後	2.8	1.0
差 異	0.6	▲0.9

改修後の%MAE は 2.8%で、改修前後ともに 2%台と%MAE は小さい結果となった。改修後の%MAEは改修前よりも 0.6%増加したため、参考値として%MEを算出した。その結果、改修後%ME は改修前よりも 0.9%減少し、改善していることがわかった。これは、改修後モデルではメッシュ単位で設備情報（特高、高圧、低圧）を細分化して個別に発電量を予測したため、より詳細にモデルの表現が可能となった可能性が考えられる。

前述したローカルエリア（ケース 1-1）の②気象実績ベース%MAE は平均 7.8%、東京エリアの②気象実績ベース%MAE は 2.8%のため、予測精度は 5.0%改善した。東京エリアの%MAE がローカエリアよりも改善した理由は、均し効果によりローカル予測単位の予測誤差影響が小さくなり、ばらつきも少なくなるためと考えられる。

図 3 は②気象実績ベースの太陽光発電量予測定格比ヒストグラムを示す。ローカルエリアの各地点は、地点によってばらつき・バイアスが異なるため、それらを東京エリアに合計したとき地点ごとのバイアス誤差を打消し合い東京エリアの誤差がローカルエリアよりも小さくなったと考えられる。

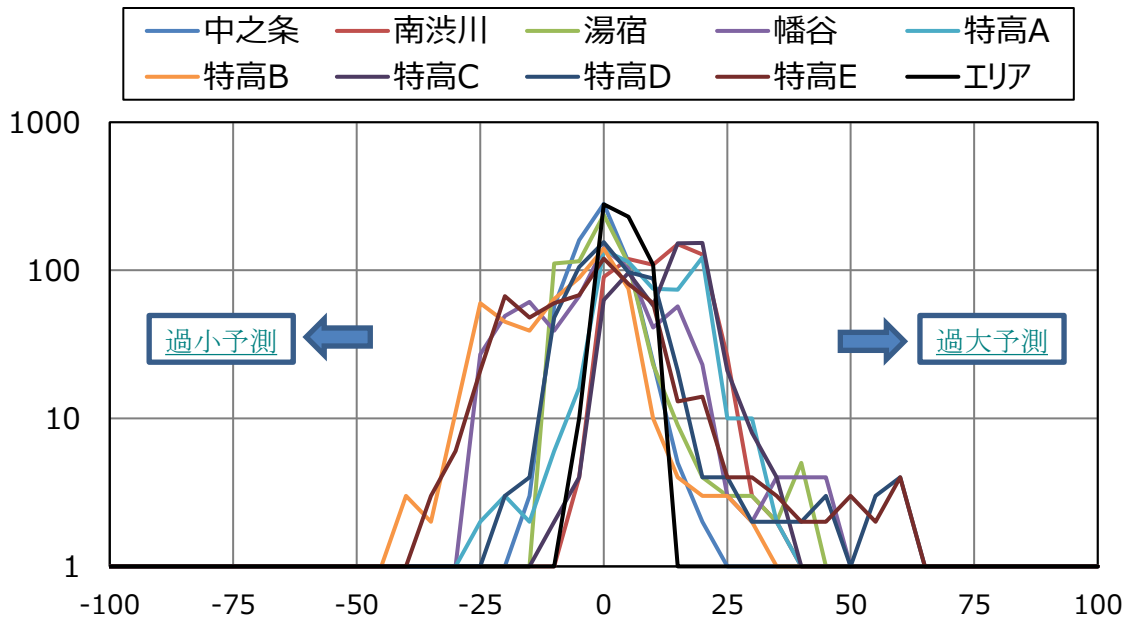


図3 太陽光発電量予測定格比ヒストグラム (②気象実績ベース)

2) 風力発電量予測の予測精度検証結果

ケース 2-1：ローカルエリア

表4は①気象予報ベース（実需給30分前）と②気象実績ベース（LFM推定実績）での精度評価結果を示す。

表4 風力発電量予測ローカルエリアの%MAE [単位:%]

	Group									
	A	B	C	D ²	E	F	G	H	I	平均
①気象予報	11.7	7.4	6.8	—	13.4	11.1	18.6	19.9	12.4	12.6
②気象実績	8.9	5.4	4.3	—	8.1	7.8	14.0	12.3	9.1	8.7
差異	2.8	2.0	2.5	—	5.3	3.3	4.6	7.6	3.3	3.9

①気象予報ベースの予測精度%MAEは、最小6.8%(C)、最大19.9%(H)、②気象実績ベースの予測精度%MAEは、最小4.3%(C)、最大14.0%(G)となった。

①気象予報ベースと②気象実績ベースの%MAEの差異から予測精度最大7.6%改善した。

①気象予報ベースと②気象実績ベースのいずれにおいても、目標値20%以内であることを確認した。

ケース 2-2：東京エリア

表5に②気象実績ベース（LFM推定実績）での精度検証結果を示す。

² Group Dについては停止中であったため評価対象外とした

表 5 東京エリアの風力発電量予測%MAE [単位：％]

	%MAE
①気象予報	7.8
②気象実績	4.8
差 異	3.0

①気象予報ベースの予測精度%MAE は 7.8%、②気象実績ベースの予測精度%MAE は 4.8%となり、3.0%改善した。

前述したローカルエリア（ケース 2-1）の①気象予報ベース%MAE は平均 12.6%、東京エリアの①気象予報ベース%MAE は 7.8%のため、予測精度は 4.8%改善した。

前述したローカルエリア（ケース 2-1）の②気象実績ベース%MAE は平均 8.7%、東京エリアの②気象予報ベース%MAE は 4.8%のため、予測精度は 3.9%改善した。

図 4 は①気象予報ベースの風力発電量予測の定格比ヒストグラムを示す。ローカルエリアの各地点は誤差が大きいが、東京エリアでは均し効果により誤差が改善された。

図 5 は②気象実績ベースの風力発電量予測定格比ヒストグラムを示す。ばらつきは①気象予報ベースよりも小さくなっており、同一ロジックで算出しているため、気象要因が大きいと考えられる。

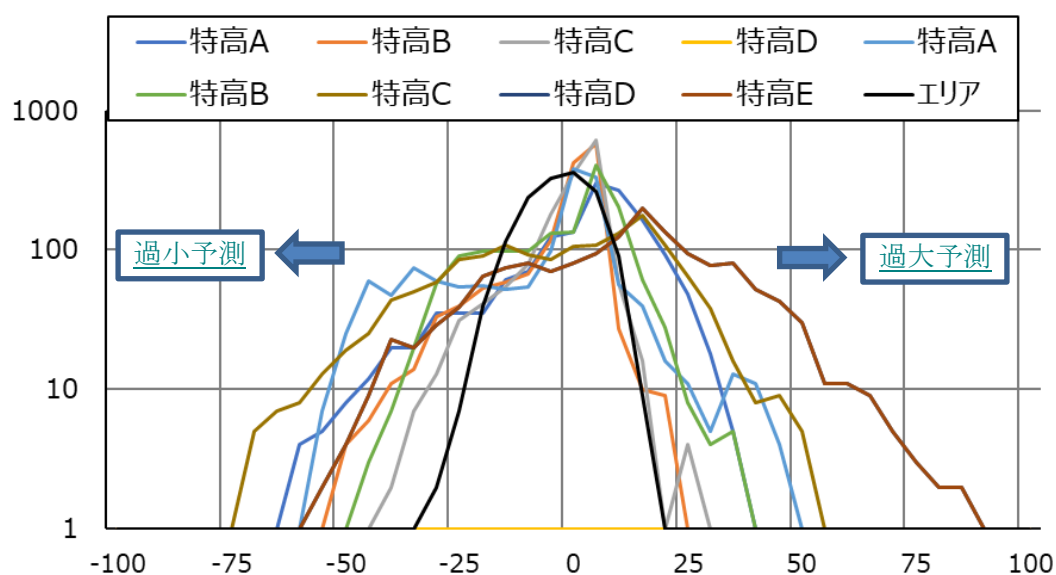


図 4 風力発電量予測定格比ヒストグラム（①気象予測ベース）

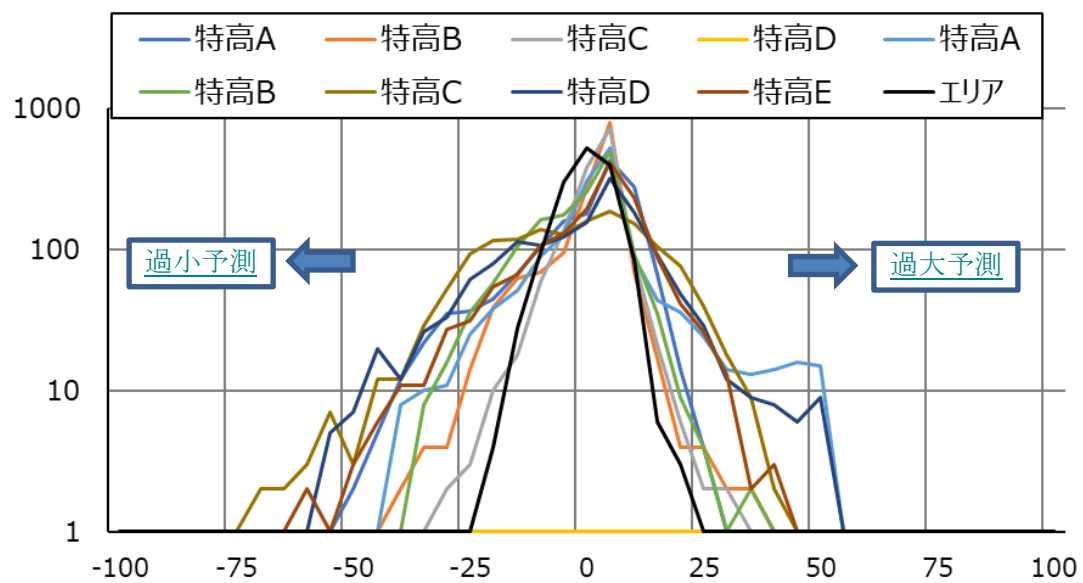


図 5 風力発電量予測定格比ヒストグラム (②気象実績ベース)

2 ローカル日射予測に基づく PV 出力の系統抑制特性の評価手法の開発

「ローカル日射予測に基づく PV 出力の系統抑制特性の評価手法の開発」では、系統制御時の PV 出力の制御特性の評価手法を開発し、実証試験データに基づく定量分析を実施し、分析をもとに大量に PV が導入された将来系統において、様々な PV を考慮した出力制御特性の検討を行った。本検討では、設置条件や過積載率の異なる太陽光パネルが大量に導入される将来系統において合理的な系統制御の実現のため、限られた PV 出力の実績データを用いて系統制御時の PV 出力の制御特性評価を行い、PV 出力制御（PV 制御）を精度よく実現するための指令値を算出する方法を開発した。

以下本報告では2種類の pu の表記が行われる。ここで記号の定義を行う。

小文字の「pu」はそれぞれの PV の連系定格容量（kW）を 1.0 とした規格値である。大文字の「PU」はローカルエリア内全体の PV の定格合計値を 1.0 とした規格値である。

あるローカルエリアの発電出力予測値を元に系統の混雑を考慮し PV 制御を行うときに、一番単純な方法は、制御出来るすべての PV の出力がすべて同一の定格 pu 値と仮定し制御指令値を求める方法である。しかし各 PV はその場所での天気、設置条件、過積載率、建物や地形による影、メンテナンスや故障による出力の低下などがあり、出力がすべて同一の定格 pu 値となっていない。

より合理的な系統制御を行うため、エリアの過去の PV の発電実績から発電出力の分布の特徴を分析し、その分析した出力分布から制御特性を導き出す手法とすることにした。

本項は以下の手順で制御特性の分析・評価を行った。

- 2.1 では入手した PV の時間別発電出力データから PV の出力分布を分析した。
- 2.2 では分析した PV の出力分布から制御指令値に対する PV 出力の制御特性関数を作成した。
- 2.3 では作成した制御特性関数の適用効果を検証した。
- 2.4 では過積載率が制御特性関数の適用効果に与える影響を調査した。
- 2.5 では混雑管理への本手法の適用方法について述べた。
- 2.6 では制御特性関数の作成のためのデータ蓄積について述べた。
- 2.7 では本項のまとめを述べた。

2.1 パネル設置条件を反映した PV 出力分布の分析

PV 出力制御を行おうと考えたとき、その制御対象時刻のすべての PV の出力がわかれば、その発電状態をもとに制御指令値を算出することは可能である。しかし、実際の運用ではすべての制御対象時刻の PV 出力を得ることは難しい。そこで入手可能な範囲での PV

出力実績の分布を調査し、制御を行いたい時刻の PV の出力分布は、これら過去の PV の発電出力分布に相似していると仮定して、制御対象時刻の出力分布を推定する。

入手した PV 出力データを各 PV の認可出力で規格化(P.U.化)し、入手した PV データの出力分布が、そのエリアの他（未入手）の PV の設置状況に依る出力のブレも統計的に示していると仮定する。なお、入手したデータセットの詳細は 2.4 で述べる。

実際に入手した PV 出力の実績の時間断面での分布をみると、出力が小さい状態、中間の状態、高い状態で見た場合、それぞれよく似た PV の出力分布をしていることがわかった。図 6 に入手データの出力分布と、発電出力の小さい状態、中間の状態、高出力の状態の発電出力の分布と確率分布モデルの代表例を示す。

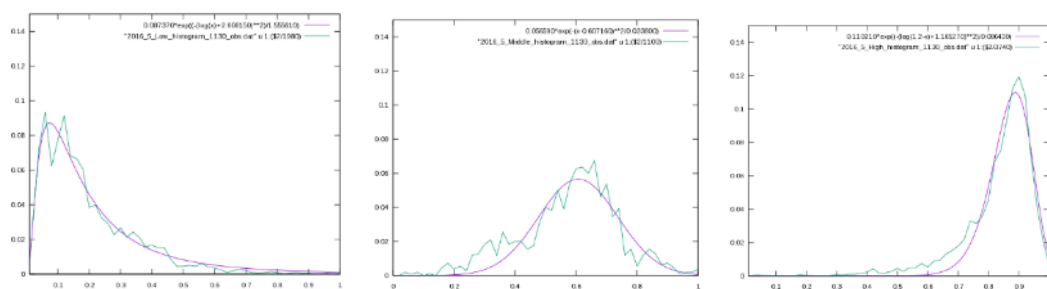


図 6 入手データの出力分布と、低出力・中間出力・高出力の確率分布モデルのイメージ

※低出力帯：0.0～0.35P.U. 中出力帯：0.35～0.65P.U. 高出力帯 0.65～1.0P.U.

実際の分布では、エリア全体の発電電力量に対し個々の PV は様々な発電出力を持っている。個々の PV の設置状況も PV 全体の発電出力の分布という形でみると、PV 出力の分布上の一つであり、エリア全体の出力分布の中に含まれ評価される。

天気や太陽高度の状態を考えたときに、同じ太陽高度で同じ出力帯の状況であれば、天気状態による発電出力は、大出力を示す PV、小出力を示す PV が都度異なるものの、全体の発電出力の分布は相似形となることがわかった。

2.2 制御特性関数の作成

ある時刻の制御指令値は、それぞれの PV の定格出力を 1.0pu とした pu 値で与えられる。与えられた制御指令値の pu 値に対し、その時刻の自己の発電出力が指令値を超過した場合、その PV の発電出力を指令値まで低下させる。一方、出力が制御指令値に満たない PV はそのまま出力制御せずに発電する。

ある日の PV の出力分布に制御を行ったとき、図 7 の様になる。この例では、エリア全体の出力制御前の PV 出力は、エリア全体の定格出力を 1.0PU としたとき 0.82PU である。

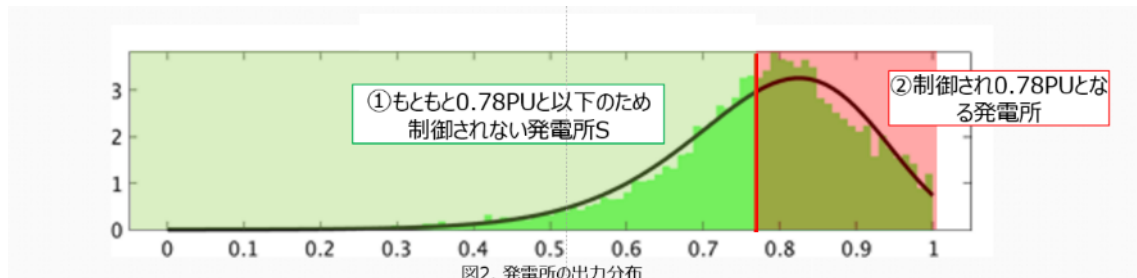


図 7 PV の発電出力分布と制御指令値

全数の PV が制御可能であるとして、この PV 出力分布状態のエリア全体の発電出力を 0.78PU としたいとする。この時、制御指令値を 0.78pu とすると、図 7 からわかるように、制御により発電出力が 0.78pu となる PV と、それ以下の発電出力であるため制御が行われない PV がある。発電出力が 0.78pu に満たない PV があるため、全体の発電出力は 0.78PU を下回ることになる。そのため、エリア全体での制御目標値を達成するためには、エリアの PV 出力分布を考慮した制御指令値の算出が必要となる。

なお、以降の検討では、同一時間断面において基本的にエリア内の（制御可能な）全ての PV に同一 pu の指令を送ることを前提とする。

(1) 制御特性関数

各 PV に与える制御指令値に対し、実際のエリア全体の PV 出力の合計は PV の出力分布による。

出力制御後のエリア全体の発電電力量と各 PV に与える制御指令値の関係を制御特性関数(PV output Control Function : PVCF)と呼ぶことにする。

制御指令値と出力制御後の PV の合計出力の関係を図 8 に示す。この曲線は時間毎に異なる。図の見方を説明する。x 軸が PV 制御後のエリアの目標出力で y 軸が制御対象 PV への制御指令値である。図 8 を例にとると、PV 制御後のエリアの目標出力が 0.75PU の時に、制御対象 PV への制御指令値は 0.80pu となる。

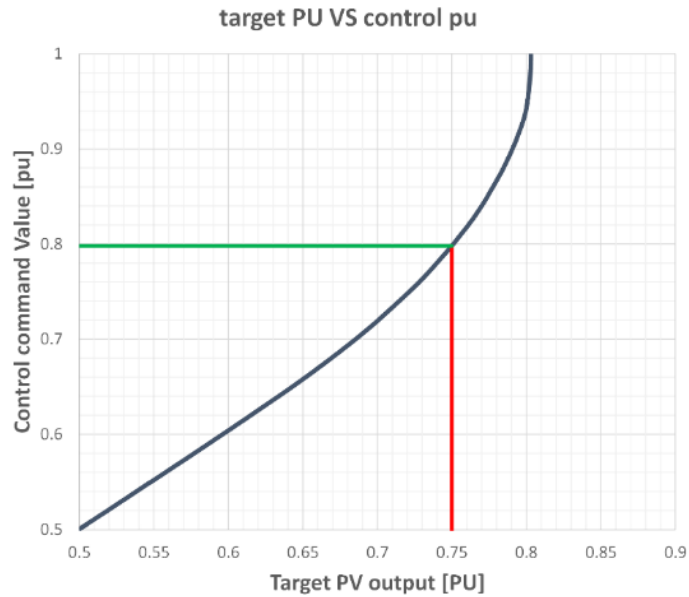


図 8 制御指令値とエリア発電電力量の関係

(2) OCRF の作成と分類

過去の PV の出力データの各時刻の出力分布から作成する制御特性を示す曲線の分類を行うことにより、制御特性関数(PVCF)を作成する。また、PV データ各時刻の制御指令値とエリア出力の関係式(pv Output Control Reaction Formula)を OCRF と呼ぶ。この関係式は実測データから以下の様に求める。

y : 自己容量ベースの制御指令値

Pr_n : 発電機 n の定格

P_{nt} : 時刻 t に於ける発電機 n の出力

$x_t(y)$: 制御指令値 y の時の PV 発電出力 PU 値

$$x_t(y) = \frac{\sum_1^n p_{nt}(y)}{\sum_1^n Pr_n}$$

ただし

$$p_{nt}(y) = \begin{cases} P_{nt} & (P_{nt}/Pr_n < y) \\ yPr_n & (P_{nt}/Pr_n \geq y) \end{cases}$$

この関係式はデータの時間断面毎に作成する。この関係式の逆関数を OCRF とする。この OCRF を以下の観点で分類する。

1) 日時要因

太陽方位や太陽高度と PV の設置状況に応じて各 PV の出力が異なる。また設置環境によっては特定の方位から影が生じ十分に発電が行えないこともある。これらの状況は、太

陽高度と太陽方位で決まり、同一月、同一時刻では同じであると仮定する。

2) エリア出力

同じ太陽高度、太陽方位であっても、天気は各 PV 設置地点により異なり、全体出力は一定にならない。各 PV 設置点の天気の状態によるが、似たような天気の場合、エリア内個々の地域での個々の PV の出力 pu 値は時間断面により異なっている、全体出力が同じ場合、全体としての発電出力分布は似たものになるという仮定を置くこととする。

仮定：

過去の PV データから求め、月、時刻(日時要因)、発電出力(天気要因)で分類した OCRF は、月、時刻、発電出力(予測値)が同一ならば、その分布は似たものとなり、OCRF も酷似したものになる。

上記仮定のもと、制御特性関数(PVCF)を求める。

(3) OCRF による制御特性関数の作成

PVCF の作成には、過去のエリア内の PV の時間別発電出力実測値を使用する。この発電出力実績はエリア内の一部の PV でよく、すべての PV 出力実績を取得する必要は無い。ただし、エリア内で地域的な偏りが無いことが望まれる。また太陽が同一方位、同一高度で評価するため、PVCF 作成のためには少なくとも 1 年間のデータが必要である。PV データから作成した OCRF を同じ月、時刻、エリア出力で分類する。

1) OCRF の分類例

OCRF は実績に基づいた個々の時刻断面において「制御指令値〇〇pu を与えた場合の、保有する PV 出力データ全体の出力合計 PU 値」の関係を算出する。

求めた OCRF をエリア発電出力 0.1PU 単位で分類する。集めた OCRF の出力は 0.1PU 内でもばらつきが生じるため、0.1PU 単位で規格化を行う。例えば、エリア出力が 0.72PU の OCRF は、全体の出力が 0.70PU となるように、各 PV の出力を 0.70/0.72 倍し再作成した OCRF に変換する。

上記条件で作成した月、時、発電出力で分類した OCRF を図 9 に示す。この関数は時刻毎に作成する。

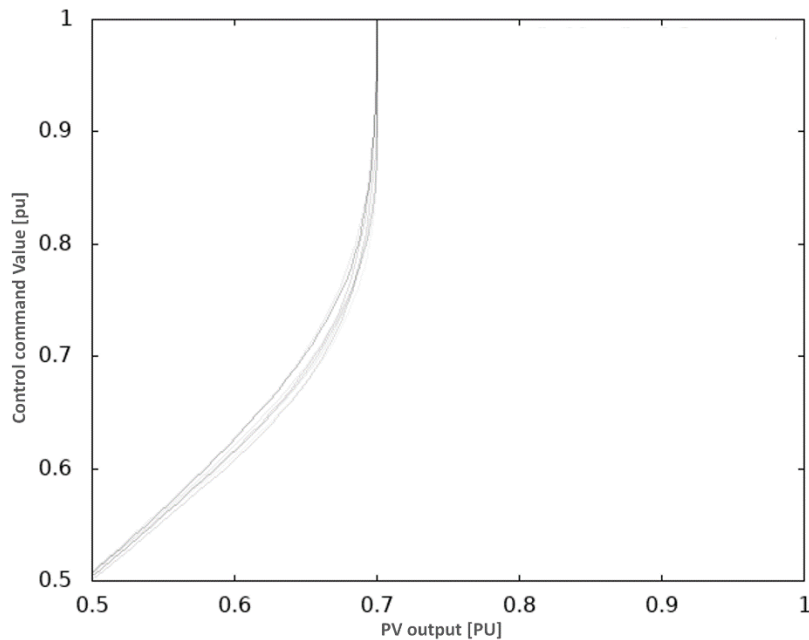


図 9 発電出力 0.8PU～0.9PU の OCRF の集合

図 9 は、2018 年 4 月 11 時の総出力（エリア全体の出力）0.7PU から 0.8PU までの OCRF を 0.7PU に規格化し重ね合わせたものである。2018 年 4 月 11 時において、0.7PU ～0.8PU までの出力を持つデータは 9 件であった。おのおのの OCRF は完全には一致しないが、よく似た曲線群となる。この曲線を利用し PVCF を決定する。

2) OCRF の比較と PVCF の決定

同一グループに分類した OCRF の比較を行う。

このグループ化した OCRF から PVCF を求める。これは、あるローカルエリアにおいて、PVCF で決定した制御指令値を制御対象の PV に適用したときに、実際の発電出力が、目標の制御後 PV 出力値を超過しないという要請から決定する。

図 10、図 11、図 12 は、4 月 11 時のエリア出力 0.80PU～0.90PU の OCRF のグループである。これらの図を用いて、y 軸の値が最も大きい、または y 軸の値が最も小さい OCRF それぞれを PVCF に見立てて制御指令値（Control command value：以下 CCV と表記）を算出した場合、実際のエリア PV 出力はどの範囲を取り得るかを計算している。このグループで PV 制御後のエリア出力を 0.70PU としたいと考える。目標となる 0.70PU はグラフの x 軸の値で読み取る。目標となる x 軸の値から制御指令値を求めるには、x 軸が 0.70PU の時の制御特性関数の y 軸の値を読む。この y 軸の値が制御指令値(CCv)である。

図 10 では、OCRF を PVCF としてみた場合、CCV は 0.72PU～0.75PU の範囲が候補となる。図 11 において、OCRF の y 軸の値が最小となる水色の曲線から CCV を 0.72PU とした場合、OCRF のバリエーションからエリア出力を取り得る範囲は 0.68PU～0.70PU

である。図 12 において、OCRf の y 軸の値が最大となる紫色の曲線から CCV を 0.75PU とした場合、OCRf のバリエーションからエリア出力を取り得る範囲は 0.70PU～0.72PU である。この OCRf から制御指令値を求めると、制御後出力が目標値である 0.70PU を超過してしまう可能性がある。CCV の指示により、発電出力が目標値 0.70PU を超過させないためには、OCRf のグループの中で最も y 軸の値が小さい OCRf を PVCf として選択すると良いことがわかる (図 13)。

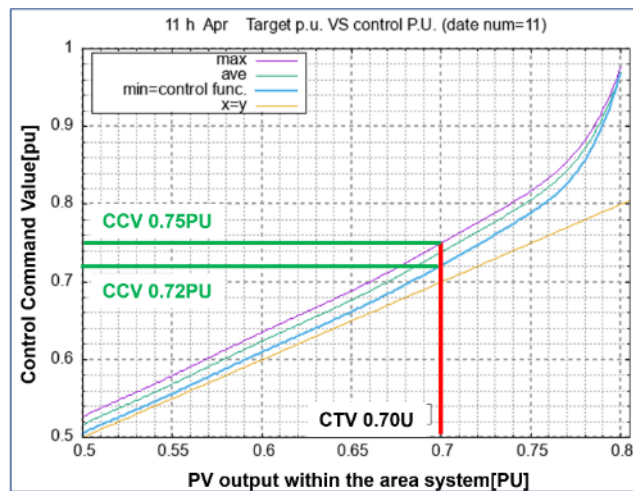


図 10 制御指令値候補の選択

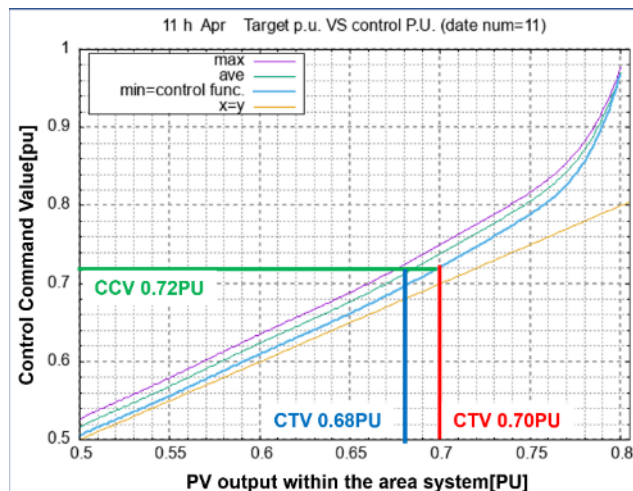


図 11 CCV0.72pu の時の制御指令値範囲

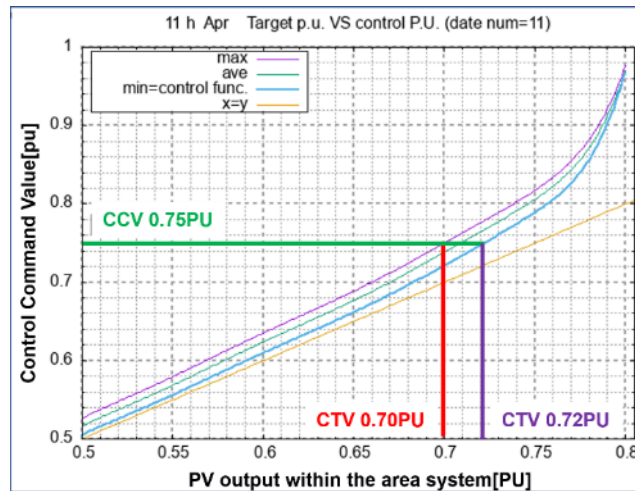


図 12 CCV0.75pu の時の制御指令値範囲

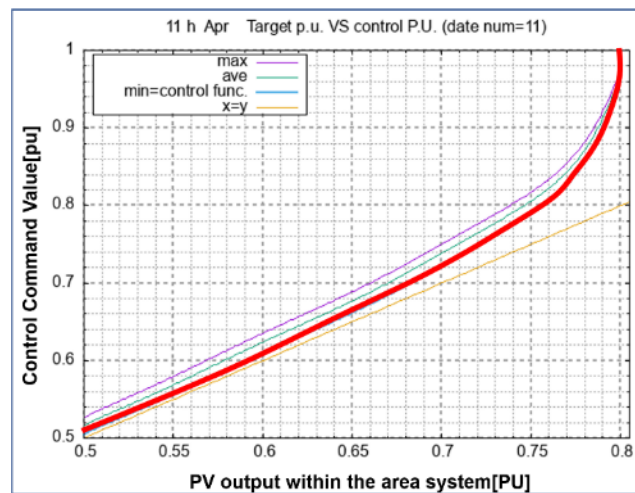


図 13 選択した PVCF

2.3 制御特性関数の効果

2.2 の手法を用いて作成した PVCF の有効性の試験を行なった。エリアの代表として佐京エリア、およびそれより小さいエリアとして、おおよそ新木更津変電所以南の千葉エリアでの試験を行った。新木更津以南は佐京エリアの部分エリアとしての位置づけとした。

(1) 地域代表性試験～佐京エリアケース～

1) 試験条件および試験データ

試験は以下の条件を設定した。

- ・ 佐京エリアを対象
- ・ 2030 年を想定

- ・ ノンファーム型のみ制御可能
- ・ 発電電力量を気象予報値から想定

PVCF 作成は 2018 年度、試験には 2019 年度の佐京エリア 254 件の PV、1 時間発電電力量値データを用いた。2018 年度、2019 年度データから 2030 年度の佐京エリアの PV 導入量、ファーム型・ノンファーム型の発電電力量別の導入量、エリア内の地域別の導入量を推定し、2030 年相当の PV 発電電力量データを作成した。

2) 2030 年佐京エリアデータ作成

①2030 年左京エリアの PV 導入量

図 14 に示すように、新京葉変電所以下を佐京エリアとして千葉県各市町村を選択した。

2030 年の佐京エリアの PV 導入量、ファーム型・ノンファーム型の導入比率の推定を行った。ノンファーム型の接続は、佐京エリアを含む東京電力管内では 2023 年度以降に導入される PV を対象としている。2030 年の導入量から 2023 年以前の導入量を減じた分の内、定格 500kW 以上をノンファーム型の制御対象であるとした。

2030 年度の関東の PV 導入量推定値 20.4GW と「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法情報公表用ウェブサイト」(以下 web サイト)³の A 表の関東エリアと佐京エリアの PV 導入比率から 2030 年における PV 導入量を推定した。

A 表のデータから、2017 年度から 2022 年度までの出力帯別 PV 増加量の比例係数を求めた。2023 年度以降の PV 増加量については、2030 年度に関東全体で 20.4GW の導入量となるように係数を乗じた。これにより、2030 年における千葉県の発電出力帯別の PV 導入量を求め、2019 年度の千葉県全体の PV 導入量と佐京エリアの PV 導入量の比率から 2030 年度の佐京エリアへの PV 導入量を 5.42GW とした。

³ 再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法情報公表用ウェブサイト,
閲覧日: 2023 年 5 月 19 日, <https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary>

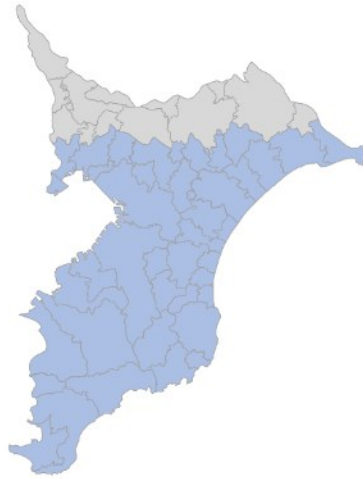


図 14 佐京エリア

web サイト 2022 年 12 月の B 表にある自治体別の PV 導入認定比率から千葉県全体と佐京エリアの PV 比率を求めた。出力帯別の PV 増加量を推定したグラフが図 15 である。

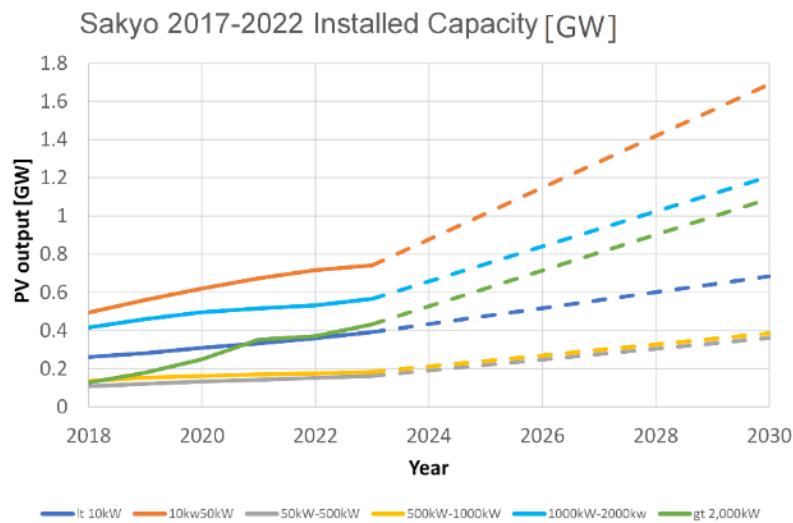


図 15 佐京エリアの出力帯別の PV 増加量

②出力制御できる PV の構成比率

先に求めた 2030 年度における PV 導入量と 2023 年の年初時点での PV 導入量の差分がノンファーム型接続である。そのうち、実際に制御可能な PV を 50kW 以上または 500kW 以上とした場合のそれぞれの容量を求め、結果を表 6 に示す。

表 6 より、制御可能な PV の割合は 50kW 以上、500kW 以上いずれも 30%程度である。

表 6 2030 年の制御可能 PV 容量と全体 PV 比率

controlled object	Capacity [GW]	Controllable quantity [%]
ALL PV	2.94	54.28%
> 50kW	1.70	31.39%
>500kW	1.50	27.70%

③PV 実測データへの割り当てと PVCF の作成

今回入手した佐京エリアの 254 カ所の PV データはそれぞれ発電出力データを持っているが、定格容量が 50kW 未満である。定格容量が 50kW 以上である PV 出力階級のデータを割り当てるため、すべて認可容量ベースで規格化した。

2030 年度の PV については、図 15 の各出力帯別の導入量推定値から PV の階級別件数を算出し個々の PV を、254 件のデータのいずれかに割り当てる。その際、推定した制御可能なノンファーム型接続の PV と制御出来ないファーム型接続の PV の比率を反映し割り当てを行った。

これらの下準備を行った PV 実績データについて「月」「時刻」「発電出力」別に 2018 年度データを使用し PVCF を作成した。

3) PVCF による制御指令値の検証

PVCF 作成にあたって使用した佐京エリアの 254 カ所の PV の出力データは、エリア内全数の実績を使用していないこと、また実績データが限られた年度のデータのみを使用していることから、PVCF 作成に十分な分布のバリエーションとはなっていない。よって、PVCF の制御指令値による PV 制御後出力は、制御目標値より大きな出力「危険サイド」に振る場合がある。

2018 年度データを用いて作成した PVCF の妥当性を以下の 2 点について検証した。

- ① PVCF で定めた制御指令値を検証対象に与えた場合、発電出力が目標のエリア出力を超過しないこと。即ち検証対象の OCRF より PVCF が大きいこと。
- ② PVCF で期待したエリア発電出力に大きな差が生じないこと。

PVCF が適用可能とする範囲は、目標のエリア出力を超過すること、つまり制御不足は 0.02PU 以下(①の条件)とした。PVCF の適用により制御不足になり追加の制御が必要なため「危険サイド」と呼ぶ。また、目標のエリア出力に対する制御過多は 0.02PU 以下(②の条件)とした。追加の制御が必要ではないため、「安全サイド」と呼ぶ。2019 年度年間の検証を行い、①および②の条件から逸脱した比率を表 7 に示す。

表 7 佐京エリア制御特性関数 (PVCF) の「危険サイド」の比率

制御対象データ (2019 年度)	制御特性関数作成データ (2018 年度)	危険サイド S 目標より 0.02PU 上 比率(%)	危険サイド 目標より 0.01PU 下 比率(%)
佐京 500kW 以上制御	佐京地区	0.00	10.91
佐京 50kW 以上制御	佐京地区	1.40	11.51

表 8 佐京エリア制御特性関数 (PVCF) の「安全サイド」の比率

制御対象データ (2019 年度)	制御特性関数作成データ (2018 年度)	安全サイド 目標より 0.02PU 上 比率(%)	安全サイド 目標より 0.01PU 下 比率(%)
佐京 500kW 以上制御	佐京地区	0.61	6.41
佐京 50kW 以上制御	佐京地区	1.41	8.61

また PV 高出力時に制御を行う必要があることを鑑み、エリア出力が 0.70PU の場合を検証対象とした。

試験データのうち、0.70PU 以上は 187 時間コマであった。その結果①の判定基準を満たさない件数は発生しなかったが、基準の半分である危険サイドに 0.01PU 以上の差が生じているケースは概ね 11%程度発生した。また②で期待したエリア出力とテストデータのエリア出力との差は最大 0.016PU 程度（エリア全体で 5.42GW の 0.016 倍=86MW 程度である）であった。検証結果のうち、精度の高かった例を図 16 に、制御過多となり乖離が大きかった例を図 17 に、制御不足かつ乖離が大きかった例を図 18 に示す。

①試験結果 高精度の例(4/28 12:00)

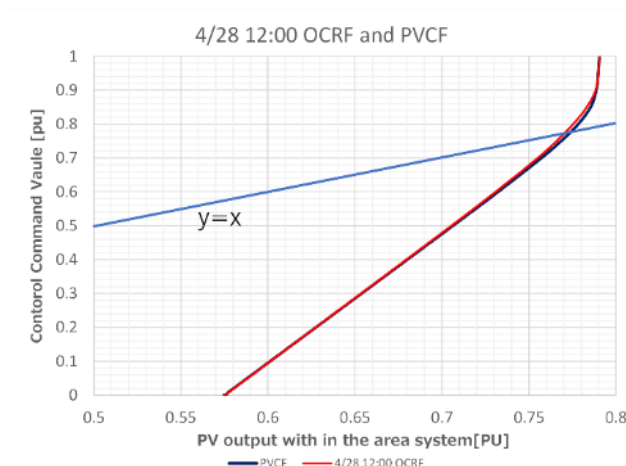


図 16 OCRF・PVCF(0.794PU)

図 16 で、「4 月」「12 時」「0.7PU」グループの PVCF と、2019 年 4 月 28 日 12:00 の OCRF(エリア出力 0.794PU)の比較を行った。

「4月」「12時」「0.7PU」のPVCFと、2019年4月28日12:00のOCRfがほぼ同等である。エリア出力目標をPVCFに当てはめ決定したCCVでの実際のエリア出力は目標とほぼ同等となる。ほぼ快晴状態で発電機の出力は設置条件のみにより決まるため、天気による誤差要因がほぼ無い。

②試験結果例 目標>制御後エリア出力 (5/30 11:00)

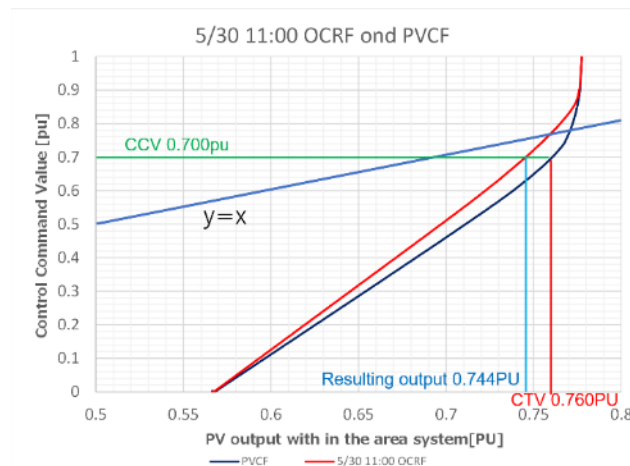


図 17 OCRF-PVCF(0.778PU)

図 17 で、「5月」「11時」「0.7PU」グループのPVCFと、2019年5月30日11:00のOCRf（エリア出力 0.778PU）を比較した。

「5月」「11時」「0.7PU」のPVCFは、2019年5月30日11:00のOCRfより下側にあり、PVCFで決定したCCVは安全サイドである。0.760PUを目標としてPVCFで決定したCCV 0.700puを当てはめた場合、エリア出力は0.744PUとなり目標より0.016PU小さかった。天気の分布差が多く出ていた例である。この差が評価した0.70PU以上のコマ187コマの中で最も大きな差が発生した事例である。

③試験結果例 目標<制御後エリア出力 (4/11 11:00)

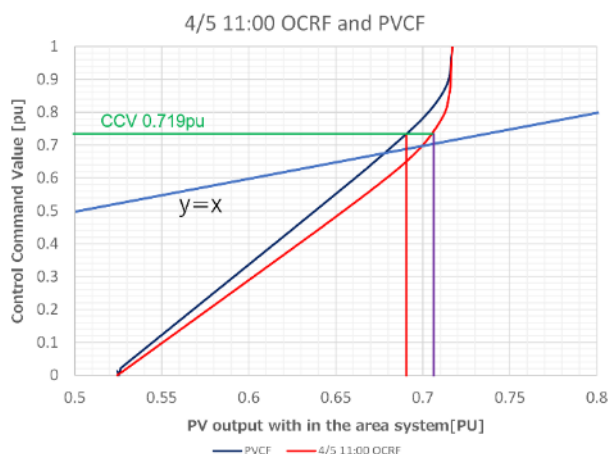


図 18 OCRF・PVCF(0.717PU)

図 18 で、「4 月」「11 時」「0.7PU」グループの PVCF と、2019 年 4 月 11 日 11:00 の OCRF（エリア出力 0.717PU）を比較した。

「4 月」「11 時」「0.7PU」の PVCF は、2019 年 4 月 11 日 11:00 の OCRF より上側にあり、PVCF で決定した CCV は安全サイドではない。0.690PU を目標とし PVCF で決定した CCV 0.719pu を当てはめた場合、エリア出力は 0.706PU となり目標を 0.016PU 超過した。

4) PVCF による出力制御の適用効果

①SCF と PVCF の出力制御の差

本項の冒頭で述べた一番単純な制御指令値の決定方法（すべての PV が予測値を出力していると仮定した単純な制御指令値関数（simple control function：以下 SCF）の場合と、今回の PVCF で求めた場合の効果の差を計算した。

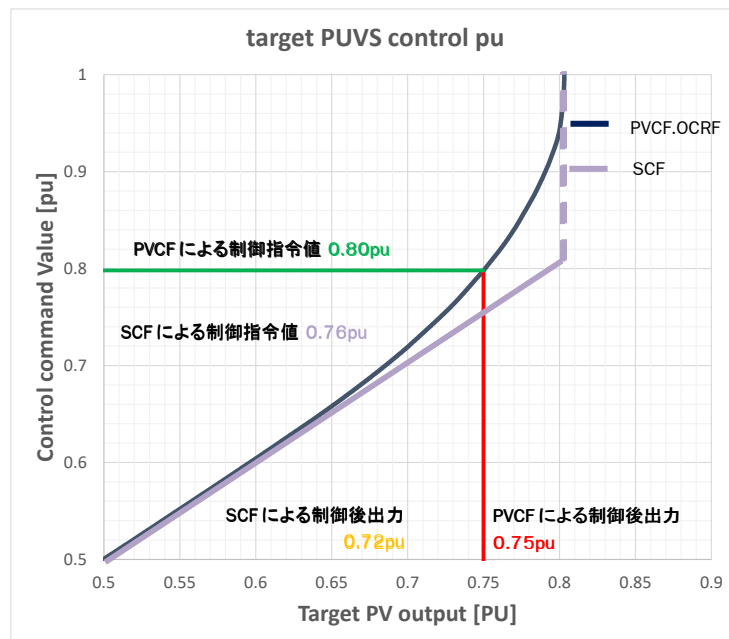


図 19 SCF と PVCF の比較

この図では、対象時刻の PVCF と OCRF が一致していることを仮定している。青線が PVCF と OCRF が重なった線である。この時刻のエリア最大出力は 0.8PU である。これは図の制御指令値(y 軸)が 1 の時の目標 PV 出力(x 軸)値と一致している。この状態における SCF は紫の線で表される。エリアの目標指令値を 0.75PU にしたい場合、PVCF では制御指令値が 0.80pu であり、PVCF と OCRF が一致しているため、制御後のエリアの指令値は目標の 0.75pu である。一方で、SCF の制御指令値が 0.76pu であり、指令後のエリアの合計出力は、y 軸 0.76pu に対する OCRF の x 軸値 0.72PU となる。SCF による制御の結果の 0.72PU と、PVCF による制御の結果の 0.75PU の差は、SCF がエリアの目標発電出力に対し過剰に制御をかけた結果である。PVCF の効果は、この過剰な PV 制御を緩和出来るところにある。

ここでの試験は、2018 年度 PV データで作成した PVCF を 2019 年度データに適用し、SCF の代わりに PVCF を適用した場合に、どの程度過剰な PV 制御を緩和できたか算出する。

②SCF に対する PVCF の効果

SCF と比較した PVCF の効果として、SCF と PVCF によって生じた PV 発電電力量の増加量(ゲイン)を集計した。

試験条件は、(1)1) と同一で、佐京エリアのノンファーム型 PV のみを制御対象として、PV 全体の出力が 0.80PU 以上と見込まれる場合に、目標の制御後出力を 0.80PU として制御する。その時の PVCF の効果を表 9 に示す。以下、同様にして、PV 全体の出力が 0.75PU 以上と見込まれる場合は、目標の制御後出力を 0.75PU に、というように 0.65PU まで算定した。(表 9～表 13 参照)

表 9 制御対象を 0.80PU 以上とした場合の制御ゲイン

	PU	GWh
年間 TOTAL 発電時間(出力 0.01PU 以上)	4307 時間	－
制御対象(0.80PU 以上)	30 時間	－
年間総発電量	1222.20PU	6624.31
制御対象(0.80PU 以上)発電電力量	24.57PU	133.17
完全予測時の PV 制御量	0.58PU	3.14
単純制御手法による PV 制御量	0.95PU	5.16
本制御手法による PV 制御量	0.73PU	3.97
本制御手法で得た電力量	0.22PU	1.19
本制御手法取り戻し率	40.5%	－

表 10 制御対象を 0.75PU 以上とした場合の制御ゲイン

	PU	GWh
年間 TOTAL 発電時間(出力 0.01PU 以上)	4307 時間	－
制御対象(0.75PU 以上)	88 時間	－
年間総発電量	1222.20PU	6624.31
制御対象(0.75PU 以上)発電電力量	69.47PU	376.54
完全予測時の PV 制御量	3.47PU	18.82
単純制御手法による PV 制御量	4.36PU	23.61
本制御手法による PV 制御量	3.92PU	21.22
本制御手法で得た電力量	0.44PU	2.39
本制御手法取り戻し率	50.6%	－

表 11 制御対象を 0.70PU 以上とした場合の制御ゲイン

	PU	GWh
年間 TOTAL 発電時間(出力 0.01PU 以上)	4307 時間	－
制御対象(0.70PU 以上)	187 時間	－
年間総発電量	1222.20PU	6624.31
制御対象(0.70PU 以上)発電電力量	140.95PU	763.97
完全予測時の PV 制御量	10.05PU	54.49
単純制御手法による PV 制御量	11.79PU	63.89
本制御手法による PV 制御量	10.57PU	57.26
本制御手法で得た電力量	1.22PU	6.63
本制御手法取り戻し率	29.9%	－

表 12 制御対象を 0.65PU 以上とした場合の制御ゲイン

	PU	GWh
年間 TOTAL 発電時間(出力 0.01PU 以上)	4307 時間	－
制御対象(0.65PU 以上)	320 時間	－
年間総発電量	1222.20PU	6624.31
制御対象(0.65PU 以上)発電電力量	230.62PU	1249.96
完全予測時の PV 制御量	22.62PU	122.60
単純制御手法による PV 制御量	25.17PU	136.42
本制御手法による PV 制御量	23.48PU	127.26
本制御手法で得た電力量	1.69PU	9.16
本制御手法取り戻し率	33.7%	－

表 13 制御対象を 0.60PU 以上とした場合の制御ゲイン

	PU	GWh
年間 TOTAL 発電時間(出力 0.01PU 以上)	4307 時間	－
制御対象(0.60PU 以上)	514 時間	－
年間総発電量	1222.20PU	6624.31
制御対象(0.60PU 以上)発電電力量	351.53PU	1905.28
完全予測時の PV 制御量	40.58PU	219.92
単純制御手法による PV 制御量	44.25PU	239.84
本制御手法による PV 制御量	41.21PU	223.36
本制御手法で得た電力量	3.04PU	16.63
本制御手法取り戻し率	17.2%	－

表中の目標 $x \times \text{PU}$ に対する「完全予測時の PV 制御量」はその時刻の発電出力を目標出力にした場合の減少発電電力量を示す。目標 $x \times \text{PU}$ に対する「単純制御手法による PV 制御量」は目標を $x \times \text{PU}$ に設定し、単純制御関数 SCF により制御指令値を決定し制御を行った場合に減少する発電電力量、同様に、目標 $x \times \text{PU}$ に対する「本制御手法による PV 制御量」は本手法の制御特性関数による制御指令値で減少する発電電力量である。制御本来目標通りに出力制御が行われていれば、失われる発電電力量は目標 $x \times \text{PU}$ に対する発電で出力減少量と等しくなるが、制御関数の誤差から失われる発電電力量は大きくなる。「本制御手法取り戻し率」は単純制御で損失する発電電力量を本手法がどの程度減少するかを示した値である。

D_{ideal}	目標 x x PU に対する完全予測時の PV 制御量
D_s	目標 x x PU に対する単純制御手法による PV 制御量
D_{PVCF}	目標 x x PU に対する本制御手法による PV 制御量
G :	本制御手法取り戻し率

$$G = 1 - (D_{PVCF} - D_s) / (D_{ideal} - D_s)$$

本手法は単純制御関数で失われる発電電力量の 17%から 50%以上を減少させることができる。

(2) 小エリアへの適用～新木更津変電所以下～

本手法を左京エリアよりも小さいエリアに適用した場合の検証を行った。適用範囲は佐京エリア南地区の、概ね新木更津変電所以下のエリアとした。小エリアへの適用は以下の 2 手法で行った。

- a. 新木更津エリアの 2018 年度 PV 実測値から PVCF を作成し、2019 年度の新木更津エリアの PV に対し制御を行う。
- b. 前項の佐京エリアの PVCF から、2019 年度新木更津エリアの PV に対し制御を行う。

テスト a.は本手法をより小さいエリアに適用し、その有効性を確認する試験である。

テスト b.は上位エリアの PVCF を暫定的に部分エリアの PVCF として代替出来るかを確認する試験である。実際には PVCF を対象エリア単位で作成することが望ましいが、当該エリアの PV データが充分そろわない、また、事前に PVCF を準備していないエリアで制御を行う必要がある場合などを想定している。

1) 新木更津変電所以下のエリア

新木更津エリアを図 20 の青のエリアとした。このエリアの PV の件数は 66 件であった。

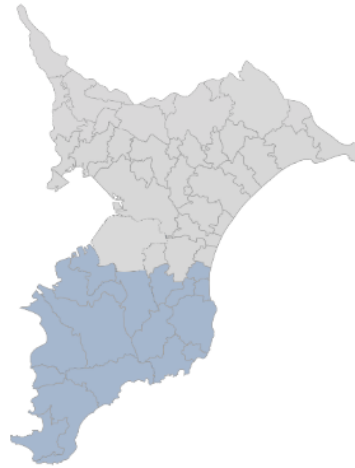


図 20 新木更津変電所以下のエリア

2) 新木更津以下の誤差率

PVCF と OCRF について、PVCF が想定する PV のエリア出力と、OCRF による実際の PV のエリア出力の差から精度の比較を行った。比較手法は、(1)3) と同様に、エリア出力が目標に対し 0.02PU 以上の差が生じているかで確認した。

表 14 新木更津エリア PVCF の「危険サイド」および「安全サイド」の比率

制御対象データ (2019 年度)	制御特性関数作成データ (2018 年度)	危険サイド 目標より 0.02PU 上 比率(%)	安全サイド 目標より 0.02PU 下 比率(%)
新木更津 500kW 以上	ケース a. 新木更津	1.10	6.31
新木更津 500kW 以上	ケース b. 佐京	0.00	18.91

表 14 から新木更津エリアのデータで作成した PVCF は、90%以上が誤差 0.02PU 以内であるが、目標の制御後出力よりも大きな出力となってしまう危険サイドとなったケースは 1.10%あった。また、より上位の左京エリアの PVCF を下位の新木更津エリアに適用したケース b.の場合、2018 年度で作成した PVCF で 2019 年度を検討した本試験では危険サイドのデータは無かった。検証対象が 2018 年 2019 年の関東の極限られたデータ数のため、この結果は今回のケースに限ったことと考えられる。また PVCF の作成方法が保守的な方法となっているため、安全サイドではあるものの目標の制御後出力にするための制御量に対して 0.02PU 以上多く制御する件数は、a.ケースで 6.31%、b.ケースで 18.91%と比較的大きくなっていることがわかった。この結果から、PVCF は小エリアでも同様の手法で適用出来ること、上位エリアの PVCF を暫定的に下位エリアの PVCF として代替出来る可能性を示すことが出来たが、2018 年度、2019 年度の全体の PV 導入件数に比較すると非常に小さなサンプル数で検証を行った結果であるため、より多くのデータ数、また多年度のデータを用いて十分な検討を行う必要があると考える。

2.4 過積載の影響

(1) 過積載率の現状分析

1) 対象データ

資源エネルギー庁の再生可能エネルギー固定価格買取制度（以下、FIT）の情報開示サイトである「なっとく！再生可能エネルギー」における、「事業計画認定情報 公表用ウェブサイト」⁴の2023年9月30日時点における千葉県のデータを使用した。同サイトでは、FITで認定された発電出力20kW以上の発電所に関する情報が一覧で公開されている。

2) 分析手法

個々のサイトの過積載率は、「太陽電池の合計出力（kW）／発電出力（kW）」で定義した。FITの発電出力は「太陽電池の合計出力」と「パワーコンディショナの出力」のいずれか小さい方の値を指すため、上記の過積載率の定義では太陽電池容量よりもパワーコンディショナ容量の方が大きい場合にも過積載率が1となる（1未満の過積載率にはならない）点に注意が必要である。

過積載率の平均値の算定にあたっては、以下のデータを抽出した。

- ・発電設備区分：太陽光
- ・運転開始報告年月：記載あり

また、明らかな誤記とみられる特異的なデータ（例：発電出力が49.5kWに対してパネル容量が76500kW）が散見されたため、桁数のミスの可能性が高いと考えられる過積載率が10以上のデータを除外した。

抽出されたデータ数は、特高(2000kW以上)が27件、高圧(50kW以上2000kW未満)が1730件、低圧(20kW以上50kW未満)が18676件である。低圧のうち、49.0～49.9kWが10608件、20～48.9kWが8068件と、49.0～49.9kWの割合が多く、過積載率も異なると考えられたため、これらを区分した分析を行った。

過積載率の加重平均値と単純平均値を求めた。それぞれ以下で定義した。

加重平均値：「全サイトでの太陽電池の合計出力の合計（kW）」

／「全サイトでの発電出力の合計（kW）」

⁴ 事業計画認定情報 公表用ウェブサイト、閲覧日 2023年12月26日、<https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfo>

単純平均値：サイトごとに計算した過積載率の平均値

3) 分析結果

表 15 に PV の出力帯ごとの過積載率を示す。特徴として、低圧の過積載率が他の容量区分より高くなっているが、これは発電出力 49～49.9 kW の過積載率が 1.443 と高いことに起因することが見て取れる。49 kW 未満の PV の過積載率は高圧の PV と同程度であり、特高の PV の過積載率の方が高い。

表 15 PV の出力帯ごとの過積載率

発電出力	2000 kW 以上	50 kW～1999.9 kW	20～49.9 kW
加重平均値	1.286	1.206	1.370 (49 kW 以上が 1.443、それ以外が 1.212)
単純平均値	1.287	1.205	1.341 (49 kW 以上が 1.443、それ以外が 1.207)

図 21 に PV の出力帯ごと、サイトごとに計算した過積載率を多いものから順に並べたもの（持続曲線）を示す。49.0～49.9 kW においては、過積載率が 150%を超えるものが全体の 4 割近くを占めることが見て取れる。また、特高では 1 サイトを除いて過積載が行われているのに対し、高圧・低圧においては過積載率が 1（実際は 1 未満の場合もあると考えられる）のサイトがそれぞれ 2 割程度存在する。

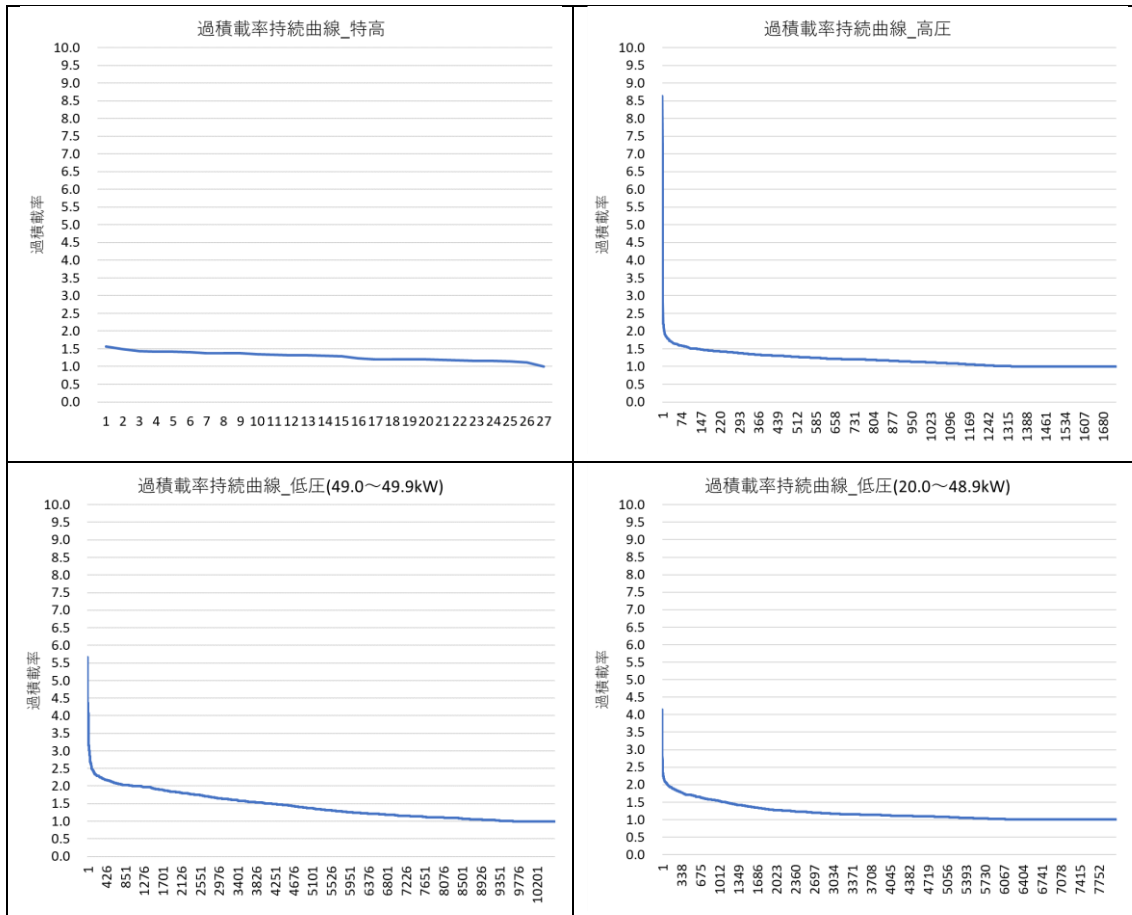


図 21 PV の出力帯別の過積載率持続曲線

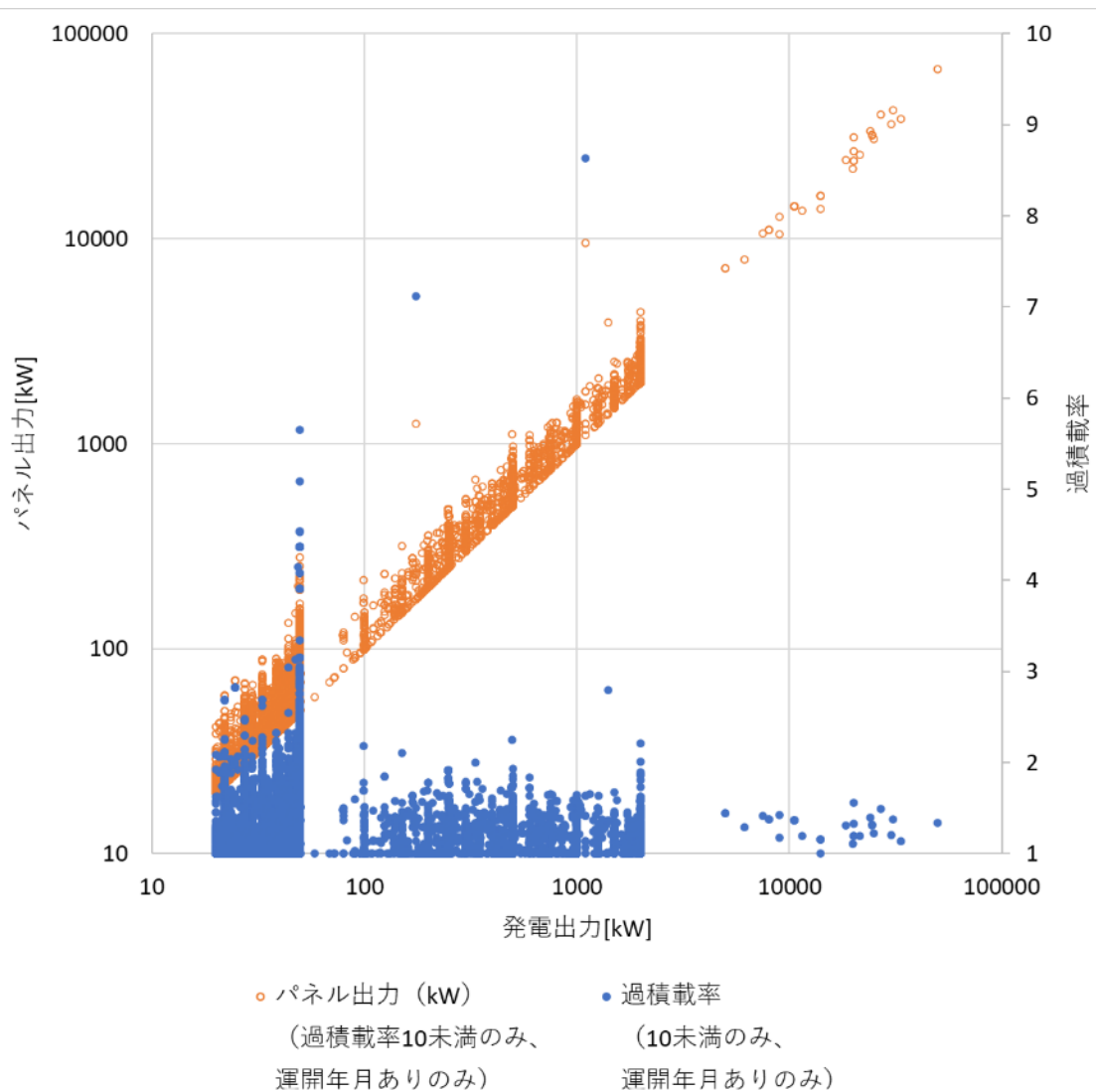


図 22 パネル出力、発電出力、過積載率の関係

高圧の過積載率に関しても、250kW の倍数および 2000kW 直前で高くなる傾向がある。前者の理由としては、パワーコンディショナの単器容量の影響が考えられる。後者は、太陽電池の容量で 5000 kW 未満のサイトでは、特高接続する経済性が乏しく高圧接続にしているためと考えられる。実際に、特高接続は最小でも発電出力 5000 kW、パネル約 7200 kW であった。

(2) 過積載率を考慮した制御特性関数

本手法に(1)の過積載を考慮し、同様の手法で制御特性関数を作成し、制御特性関数の効果を確認した。2.3(1) の左京エリアの制御関数作成時の PV データに過積載率を考慮した。過積載は以下のように考慮する。

1) 過積載率考慮制御特性関数の作成

2.3(1) 左京エリア検討で用いた PV データにも過積載の PV データが存在するが、PCS 定格以上の部分は多くなかったため、過積載率 1.0 の PV データと仮定した。また 2030 年の過積載率は(1)で使用したデータと同じであると仮定した。

過積載率のデータを PV パネル出力帯別（～50kW、50～500kW、500kW～1、000kW、1、000kW～2、000kW、～2、000kW）に過積載率 1.0 から 0.1 刻みで最大 5.0 までのデータ数をカウントした）にその出現個数を数え、出力帯別の比率を求めた(ex. ～50kW の出力帯における過積載率 1.3 の PV は 50kW PV 全体の 5% 表 16 参照)。もとの PV データに 0.1 刻みの過積載率を乗じ、PCS の上限を超えた場合、PV 出力値は PCS と同じであるとした PV 出力データを作成した。出力帯別、過積載別に作成した過積載率を考慮した PV データを新たな PV 実測データとした。2.3(1)と同様に 2018 年度の PV データから制御指令値とエリア出力の関係式 OCRF を作成集計することにより、過積載考慮の制御特性関数 PVCF を作成した。

表 16 過積載率、出力 PV パネル出力区分別の出現頻度※（抜粋）

過積載率	50kW 未満	50kW 以上 500kW 未満	500kW 以上 1、000kW 未満	1、000kW 以上 2、000kW 未満	2、000kW 以上
1.0	54.55%	7.08%	24.66%	27.76%	7.92%
1.1	36.20%	27.00%	33.66%	38.08%	44.58%
1.2	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
1.3	5.00%	16.69%	21.53%	21.38%	30.42%
1.4	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
1.5	1.51%	8.73%	6.46%	5.16%	6.25%
1.6	0.88%	7.47%	2.94%	3.69%	5.83%
1.7	0.75%	6.21%	2.15%	1.72%	1.25%
1.8	0.56%	6.29%	3.13%	0.25%	0.83%
1.9	0.29%	4.98%	0.59%	0.00%	1.25%
2.0	0.07%	6.64%	2.54%	0.25%	0.42%
2.1	0.16%	2.76%	0.39%	0.25%	0.42%
2.2	0.03%	3.79%	1.17%	1.23%	0.42%

※出力区分毎の％表記。出力区分の合計が 100%である。

※この表は抜粋である。検討では過積載率 5.0 までを使用している。

2) 過積載を考慮した PVCF による制御の適用効果

①過積載率を考慮した SCF と PVCF の制御の差

2018 年度の PV データから作成した PVCF を 2019 年度の PV データに当てはめ、目標とする制御後の PV 出力に対する PVCF による制御指令値による制御と、単純な制御指令値関数 SCF(simple control function)による制御を比較し、どちらがより PV の制御を抑制できたかを比較した。PVCF と SCF で生じる制御効果算出法は 2.3(1)4)①「①SCF と PVCF の出力制御の差」と同様である。

②過積載率を考慮した SCF に対する PVCF の効果

SCF と比較した PVCF の効果として、SCF と PVCF によって生じた PV 発電電力量の増加量(ゲイン)を集計した。

試験条件は、2.3(1) 1)と同一で、佐京エリアのノンファーム型 PV のみを制御対象として、PV 全体の出力が 0.80PU 以上と見込まれる場合に、目標の制御後出力を 0.80PU として制御する。以下、同様にして、PV 全体の出力が 0.75PU 以上と見込まれる場合は、目標の制御後出力を 0.75PU というように 0.65PU までの PVCF の効果を表 17 から表 21 にまとめた。この表は過積載の無い場合の結果を示した表 9 から表 13 に対応している。

表 17 制御対象を 0.80PU 以上とした場合の制御ゲイン(過積載有)

	PU	GWh
年間 TOTAL 発電時間(出力 0.01PU 以上)	4347 時間	－
制御対象(0.80PU 以上)	132 時間	－
年間総発電量	1401.48PU	7596.03
制御対象(0.80PU 以上)発電電力量	111.08PU	602.05
完全予測時の PV 制御量	5.49PU	29.74
単純制御手法による PV 制御量	6.89PU	37.36
本制御手法による PV 制御量	6.00PU	32.51
本制御手法で得た電力量	0.89PU	4.85
本制御手法取り戻し率	36.4%	－

表 18 制御対象を 0.75PU 以上とした場合の制御ゲイン(過積載有)

	PU	GWh
年間 TOTAL 発電時間(出力 0.01PU 以上)	4347 時間	－
制御対象(0.75PU 以上)	267 時間	－
年間総発電量	1401.48PU	7596.03
制御対象(0.75PU 以上)発電電力量	215.74PU	1169.31
完全予測時の PV 制御量	15.50PU	83.98
単純制御手法による PV 制御量	18.18PU	98.54
本制御手法による PV 制御量	16.59PU	89.90
本制御手法で得た電力量	1.59PU	8.63
本制御手法取り戻し率	40.7%	－

表 19 制御対象を 0.70PU 以上とした場合の制御ゲイン(過積載有)

	PU	GWh
年間 TOTAL 発電時間(出力 0.01PU 以上)	4347 時間	－
制御対象(0.70PU 以上)	430 時間	－
年間総発電量	1401.48PU	7596.03
制御対象(0.70PU 以上)発電電力量	333.76PU	1808.98
完全予測時の PV 制御量	32.77PU	177.59
単純制御手法による PV 制御量	36.57PU	198.21
本制御手法による PV 制御量	33.80PU	183.22
本制御手法で得た電力量	2.77PU	14.99
本制御手法取り戻し率	27.1%	－

表 20 制御対象を 0.65PU 以上とした場合の制御ゲイン(過積載有)

	PU	GWh
年間 TOTAL 発電時間(出力 0.01PU 以上)	4347 時間	－
制御対象(0.65PU 以上)	654 時間	－
年間総発電量	1401.48PU	7596.03
制御対象(0.65PU 以上)発電電力量	485.26PU	2630.13
完全予測時の PV 制御量	58.94PU	319.48
単純制御手法による PV 制御量	64.08PU	347.32
本制御手法による PV 制御量	60.74PU	329.19
本制御手法で得た電力量	3.34PU	18.22
本制御手法取り戻し率	35.0%	－

表 21 制御対象を 0.60PU 以上とした場合の制御ゲイン(過積載有)

	PU	GWh
年間 TOTAL 発電時間(出力 0.01PU 以上)	4347 時間	－
制御対象(0.60PU 以上)	838 時間	－
年間総発電量	1401.48PU	7596.03
制御対象(0.60PU 以上)発電電力量	600.05PU	3252.27
完全予測時の PV 制御量	72.91PU	395.15
単純制御手法による PV 制御量	78.17PU	423.71
本制御手法による PV 制御量	73.92PU	400.66
本制御手法で得た電力量	4.25PU	24.40
本制御手法取り戻し率	19.2%	－

単純制御に対するゲインの算出は②過積載率を考慮した SCF に対する PVCF の効果 2.3(1)4) ②と同じである。

③過積載の有無による結果比較

表 22、表 23 は過積載の無い表 9 から表 13 と、過積載のある表 17 から表 21 の制御量の比較を行った。

表 22 過積載がない場合の単純制御と本手法比較

PU	完全予測 制御量	単純制御量	本手法 制御量	取り戻し率
0.80	0.58PU	0.95PU	0.73PU	40.5%
0.75	3.47PU	4.36PU	3.92PU	50.6%
0.70	10.05PU	11.79PU	10.57PU	29.9%
0.65	22.62PU	25.17PU	23.48PU	33.7%
0.60	40.58PU	44.25PU	41.21PU	17.2%

表 23 過積載がある場合の単純制御と本手法比較

PU	完全予測 制御量	単純制御量	本手法 制御量	取り戻し率
0.80	5.49PU	6.89PU	6.00PU	36.4%
0.75	15.50PU	18.18PU	16.59PU	40.7%
0.70	32.77PU	36.57PU	33.80PU	27.1%
0.65	58.94PU	64.08PU	60.74PU	35.0%
0.60	72.91PU	78.17PU	73.92PU	19.2%

過積載がある場合でも本手法による効果を確認でき、本手法が単純制御と比較して、失う発電電力量を大きく減少させる働きがある。また、過積載に伴い元々の PV 出力制御量が増加しているため、取り戻された発電量は大幅に増加している。

2.5 混雑管理に対する適用

本項では、実際の混雑管理に対する本手法の適用方法について説明する。

PV 出力制御のもととなる発電出力予測値≒計画値はクラスター単位で算出することが想定される。本検討ではクラスターは関東地区でおおよそ 50 からなっており。クラスターの発電出力予測値は 500m×500m のブロックの日射量予測値をもとに行われることを想定した。実際に送電線混雑を考えて、混雑の種類による制御方法をここでは 3 つに分類した。(1) 一つの混雑に対する単一クラスター内の単一エリアの場合、(2) 1 つの混雑に対し複数クラスターの複数エリアの出力制御を行う場合、(3) 複数の混雑に対し複数クラスターに属する複数エリアの出力制御を行う場合、この 3 つのケースに対する本手法の適用方法を示す。

この項を議論する前に本手法の制御指令値の読み替え方法を述べる。

本手法の制御は、各 PV の定格に対する制御指令 pu 値をもとに議論を行った。しかし、実際の制御では発電出力予測値を元にした発電計画値をベースとして与える必要がある。本手法の制御指令値を発電計画値に対する制御指令値とするには以下のように換算を行う。

図 23 下側の図は、本手法で議論してきた PV 定格 pu を横軸とした、PV の発電出力分布である。そのエリアの発電出力予測値に対し、エリア内の PV は様々な発電電力を持っており、図の青線のような存在確率密度分布で表現される。図 23 上側の図は制御前のエリア出力が定格の 0.78PU を 1PU と読み替え、制御後出力を計画値ベースの 90%=定格ベース 0.702PU に制御する例を示している。制御特性関数から、制御指令値は定格値ベースで 0.75pu となる。一方制御指令値を計画値に対する出力低下%として与える場合、エリア出力 0.78PU が計画値をベースとし換算するため、本手法の制御指令値 0.75 をエリア計画 PU 値で除した $0.75/0.78=0.9615$ が制御指令値となる。本手法で検討を行った制御指令値をその時刻のエリア出力値で除した値がエリア出力値に対する制御指令値となる。

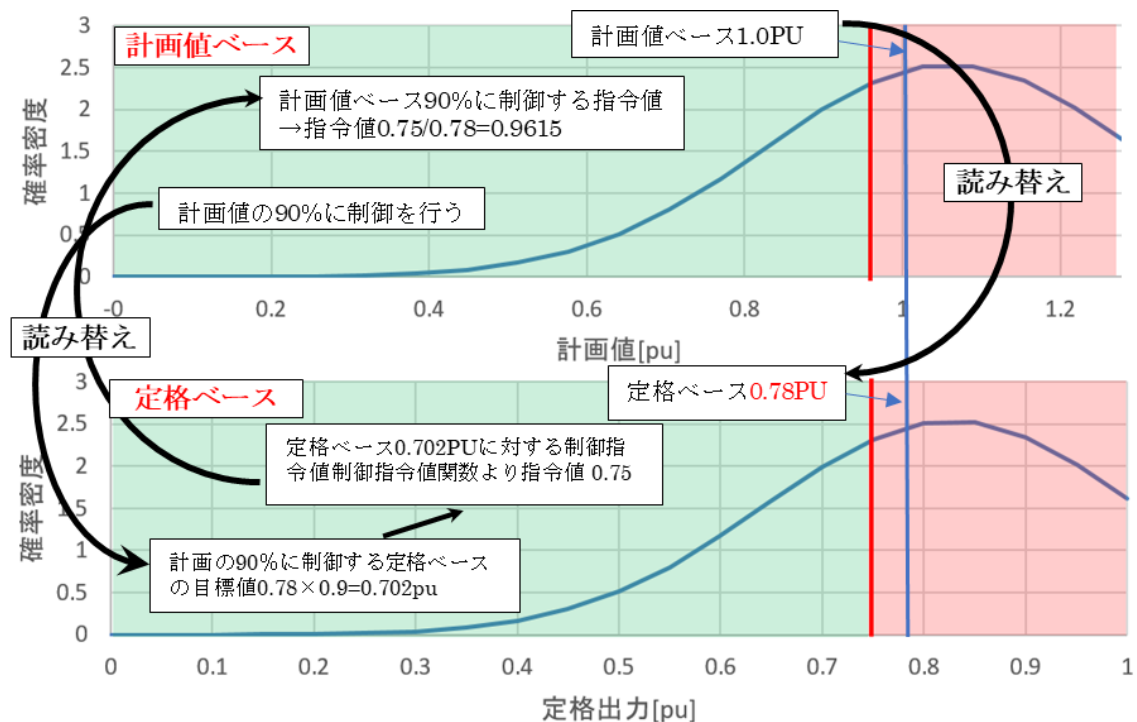


図 23 計画値ベースの制御指令値と定格ベースの制御指令値の読み替え

図 23 の上側の PV 発電の分布をみると、計画値より多くの発電を行っている PV、計画値に満たない発電を行っている PV が生じることがわかる。

(1) 一つの混雑に対する単一クラスター内の単一エリアのケース

混雑がクラスター内のみの PV が原因で発生している場合、本手法をそのまま適用する。手順は以下のとおりである。制御特性関数はエリア単位で作成することを想定する。

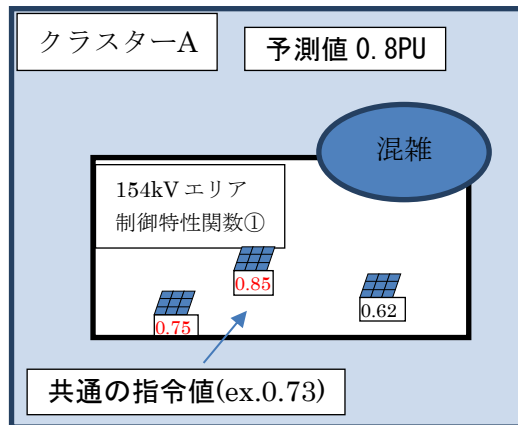


図 24 単一クラスター内混雑と制御特性関数エリア

混雑が発生しているエリアが、制御特性関数の作成単位 1 つのみの場合、そのまま制御特性関数を使用する。制御特性関数の選択は月・時刻およびエリア内の発電電力量予報値から行う。

- 500m 四方の日射量予測からクラスターの出力予測を得る。
- クラスターの出力予測 PU 値をクラスター内の制御対象エリアの計画値とする。
- 対象エリアの計画値（PU 出力帯）に対応する制御特性関数を選択する
- 制御特性関数から制御目標（対象エリア）に対する制御指令値を得る。

制御対象が単一エリア内であるため、制御特性関数は 1 つのみである。1 つの制御特性関数から制御指令値は 1 つに定まる。

(2) 1 つの混雑に対し複数クラスターの複数エリアの出力制御を行うケース

混雑が発生しているエリアに複数のクラスターがありそれぞれに別のエリアがあったときに混雑が発生している状況を想定する。

図 25 の例では 275kV エリアで混雑が発生している。275kV エリアは複数のクラスターに属しており、クラスターA では発電出力の予測値＝計画値が 0.8PU、クラスターB では発電出力の予測値＝計画値が 0.6PU とする。その際の出力制御手法として、ここでは複数クラスターの複数エリアに対して、1) 共通の計画値ベース指令値を与える場合、2) 共通の定格値ベース指令値を与える場合について、それぞれ適用手法を述べる。

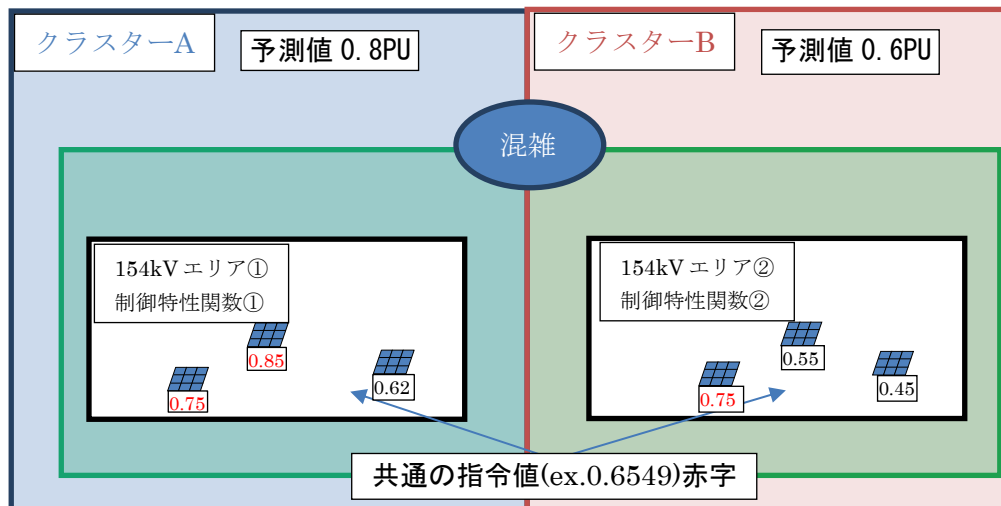


図 25 複数クラスターにまたがる混雑と制御特性関数エリア

1) 複数クラスターの複数エリアに共通の計画値ベース指令値を与える場合

混雑が発生しているエリア全体に共通の計画値ベースの指令値を与える場合の本手法を以下のように適用する。

- 500m 四方の日射量予測から各クラスターの出力予測を得る。
- クラスターの出力予測 PU 値をクラスター内の制御対象エリアの計画値とする。
- 複数の対象エリアの計画値 (PU 出力帯) に対応するそれぞれの制御特性関数を選択する。
- 混雑が発生しているエリアを解消するための制御率を、複数エリア各々の制御特性関数に当てはめ、それぞれの制御指令値を求める。このとき、各エリアで求まる計画値に対する制御指令値は異なっている。
- 複数の対象エリアの計画値から、対象エリアの容量比と制御特性関数の微分値を勘案し、代数計算により計画値ベースでみた場合のエリア計画値に対する混雑エリア共通の制御指令値を求める。

制御特性関数はエリア地点や発電出力帯によって異なり、発電電力量を同率（例えば 90%）に減少させるための制御指令値をエリア毎の制御特性関数で求めると、個々のエリア毎に異なる制御指令値となる。混雑エリア共通の制御指令値はエリア毎の異なった制御指令値から、各エリアの定格容量および、制御特性関数の微分値を使用し代数計算で求めることができる。

混雑エリア共通の制御指令値を適用し各エリアの制御後出力をみると、制御後の出力ベースでみた場合、計画値出力に対する割合が 90%より大きなエリア、小さなエリアが存在する。

以下に制御特性関数による計算のサンプルを示す。混雑は図 25 の 275kV エリアで発生しているものとする。制御対象となるのは 275kV エリアのクラスターA に属する 154kV エリア①とクラスターB に属する 154kV エリア②である。154kV エリア①の定格容量を 6.0、154kV エリア②の定格容量を 10.0 とする。

クラスターA の発電計画量を定格ベースで 0.80PU、クラスターB の発電計画量を定格ベースで 0.60PU とする。ここで混雑エリア全体である 275kV エリア全体の制御前出力は エリア①の出力 $0.80 \times 6.0 = 4.8$ とエリア②の出力 $0.60 \times 10 = 6.0$ の合計の 10.8 である。ここで混雑解消のために、275kV エリアの出力を計画出力の 90% $= 10.8 \times 0.90 = 9.72$ としたい。

154kV エリア①の出力を $4.8 \times 0.9 = 4.32$ 、154kV エリア②の出力を $6.0 \times 0.9 = 5.40$ とすれば、275kV エリアの出力は $4.32 + 5.40 = 9.72$ となる。

最初に各エリアの制御特性関数を用いて制御指令値を求める。制御特性関数の特性から各々異なった制御指令値が算出される。計画値ベースでの制御指令値は 154kV エリア①は 0.6388、154kV エリア②は 0.6855 となる。

次に各エリアで得られた制御指令値を統一化する。154kV エリアの定格容量比および制御特性関数の微分値を用いて代数計算で新たな制御指令値を算出すると、エリア①、②に対する制御指令値として 0.6549 が求まる。

この制御指令値をエリア①、エリア②に与えると、制御特性関数から 154kV エリア①の出力は 4.30、154kV エリア②の出力は 5.42 となる。275kV エリアの出力は $4.30 + 5.42 = 9.72$ となり、計画値合計 10.8 の 90% となっているが、154kV エリア①では計画値に対し $4.30 / 4.8 = 89.6\%$ 、154kV エリア②は $5.42 / 6.0 = 90.3\%$ とそれぞれのエリアでの制御量が 275kV エリアの制御目標 90% と異なる。

2) 複数クラスターの複数エリアに共通の定格値ベース指令値を与える場合

複数のエリア（制御特性関数）がある場合、それぞれのエリアの制御特性関数があるが、制御特性関数はもともとそれぞれのエリアの発電機の出力分布を反映したものである。発電出力予測値に対する制御目標値をそれぞれのエリアの制御特性関数に与えることで目標の制御量を達成できるが、それぞれのエリアで制御指令値は異なる。この制御指令値が定格ベースで共通の値とし決定することを考える。この場合、それぞれのエリアの制御特性関数を合成し、制御対象とするより大きなエリアの一つの制御特性関数を用いて、制御指令値を算出することができる。

- 500m 四方の日射量予測から各クラスターの出力予測を得る。
- クラスターの出力予測 PU 値をクラスター内の制御対象エリアの計画値とする。
- 複数の対象エリアの計画値（PU 出力帯）に対応するそれぞれの制御特性関数を選択する。
- それぞれの制御特性関数をそれぞれのエリア定格値を勘案し一つの制御特性関数を作成する。

- 作成した制御特性関数から制御目標（複数エリア全体）に対する制御指令値を得る。

複数のエリア（制御特性関数）がある場合、それぞれのエリアの制御特性関数があるが、制御特性関数はもともとそれぞれのエリアの発電機の出力分布を反映したものである。制御特性関数から代数的にそれぞれのエリアの発電出力分布を逆算し、エリア全体の定格を勘案することにより、複数のエリアの発電出力分布を再構築することができる。この再構築した発電出力分布から再度制御特性関数を作成することにより、複数エリアにまたがった一つの制御特性関数（合成制御特性関数）を作成出来る。図 26 に、制御特性関数の合成の流れを示す。制御特性関数から制御指令値を算出し制御対象エリアの PV に対する制御指令値を決定する。

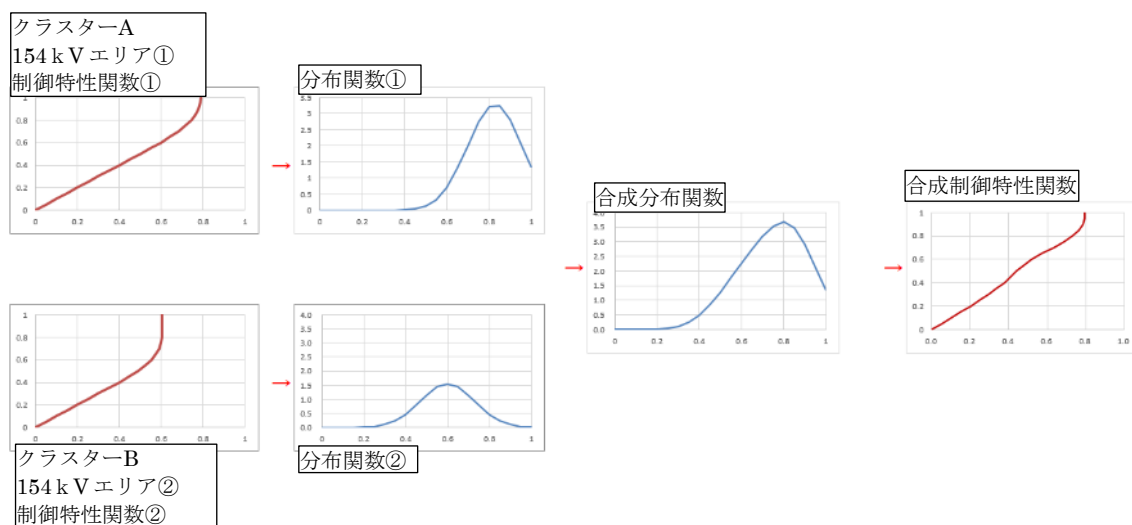


図 26 制御特性関数の合成

(3) 複数の混雑に対し複数クラスターに属する複数エリアの出力制御を行うケース

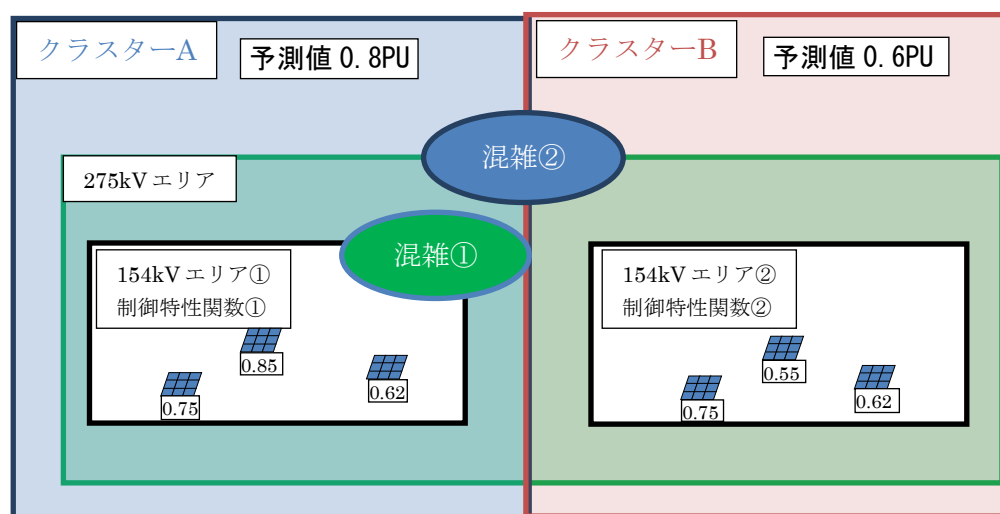


図 27 複数クラスターにまたがる複数混雑と制御特性関数エリア

図 27 に示すように、異なる電圧階級での混雑が重層的に発生した状況を考える。このように複数クラスターにまたがる複数混雑が発生した場合、本システムの制御特性関数を用いた制御は以下のように行う。

- 混雑①、混雑②の解消のためそれぞれの制御目標から対応する一律の制御指令値を計算する。混雑①解消の指令値はケース(1)の方法、混雑②解消の指令値はケース(2)の方法でそれぞれ求める。
- 混雑①解消の指令値 > 混雑②解消の指令値の場合、混雑②の指令値をエリア①②に適用する。
- 混雑①解消の指令値 < 混雑②解消の指令値の場合、混雑①解消の指令値を前提として、混雑②解消のための残りの PV を対象とした指令値を決定する。

制御指令値が小さいほうが、より制御量が大きくなることに注意が必要である。黒丸 2 番目では、混雑②解消の制御指令値が混雑①の制御解消のための制御指令値より小さいため、混雑②解消の制御指令値をエリア①に適用すればおのずと混雑①も解消できる。

黒丸 3 番目では、混雑②解消の制御指令値では混雑①の混雑を解消できないため、まず混雑①解消を行い、それを前提として残りの PV を対象とした指令値を決定する。

2.6 継続的改善

本手法は実測した過去の PV データをもとに月別、時刻別の OCRF(PV Output Control Reaction Formula)から制御特性関数 PVCF を作成する。PVCF は注目するエリア単位で作成する。2.3、2.4 の検討では左京エリア全体を対象に制御特性関数の検証を行った。2.5 では 154kV エリアで制御特性関数を作成することを前提とした。制御特性関数の作成には、月別、時刻別、出力帯別の十分な数の OCRF を用意する必要がある。2.3、2.4 の検討で 2018 年度 1 か年のデータで作成し有用性を示すことができたが、PVCF を作成するために十分な OCRF の数がなく、必ずしも安全サイドの制御とならない場合がある。PVCF がより安全サイドの運用を行うためにはより多くの PV 実測データを用意することが重要となる。また、十分な OCRF が集まると、安全サイドから選択していた PVCF について、尤もらしい PVCF を中心とした確率分布としての PVCF も作成可能となる。

PVCF を作成するための条件を述べる。

- 対象エリア内で十分な数の PV データが必要である。今回の検討から最低 100 以上出来れば 500 件程度、複数年の観測データがあることが好ましい。今回の検討から実績データの PV 数が 100 以下の場合、特定の PV データに OCRF が引きずられる。
- 計測時の太陽光パネル出力が PCS 容量以下である。

- 収集する PV データの定格出力の構成はエリア内の定格出力の構成を反映したものが望ましい。
- エリア内のある特定の PV の容量比率が大きい場合、その PV のデータの入手が望ましい。

また、PVCF の作成に用いるデータは、すべての時間帯を有効なデータとするためには、システム係数と過積載率の兼ね合いから、PCS により DC 出力が頭打ちになりにくい過積載率 1.2 以下であることが望ましい。また、出力制御が行われたデータについては除去する必要がある。

本手法は個々の PV の出力を pu 化し、統計的に処理している。収集する PV データの定格出力帯に縛りはないが、ある程度現実に近い PV 定格出力帯比率であることが望ましい。特にエリア内の全体出力に対する、容量比率が大きい PV データがある方がより現実に近い PVCF の作成ができる。

本手法の精度は収集した PV データの数によるところがある。より多くのデータを収集すべきである。

2.7 まとめ

制御指令値関数 (PVCF) はエリア内の限られた PV 実績データで作成出来ることが示された。PVCF をその特性(エリア地域性、発電出力帯別、ファーム型・ノンファーム型)に合わせ作成すると、対象時刻の制御指令値とエリア出力の関係式 OCNF の特性を正しく捉えていることがわかった。

PVCF 作成に使用するデータが 1 ヶ年程度であると「月」「時」「出力帯」のグループデータ数が少なく、月・時刻・発電出力予測から選択した PVCF が安全サイドになっていない OCNF ケースが存在したが、限られた PV 出力データから作成した PVCF 作成方法は合理的であると言え、現時点でもある程度実用的に使用出来ることが示唆された。

本手法で作成した PVCF は追加収集したデータを用いて改良することが出来る。より精度を高めるため、PV 制御がかかっていない実績データを集めることが重要である。

参考資料 2 評価の実施方法

NEDO における技術評価について

1. NEDO における技術評価の位置付けについて

NEDO の研究開発の評価は、プロジェクト/制度の実施時期毎に事前評価、中間評価、終了時評価及び追跡評価が行われ、研究開発のマネジメントにおける PDCA サイクル（図 1）の一角と位置づけられています。さらに情勢変化の激しい今日においては、OODA ループを構築し、評価結果を計画や資源配分へ適時反映させることが必要です。

評価結果は、被評価プロジェクト/制度等の資源配分、事業計画等に適切に反映させることにより、事業の加速化、縮小、中止、見直し等を的確に実施し、技術開発内容やマネジメント等の改善、見直しを的確に行っていきます。

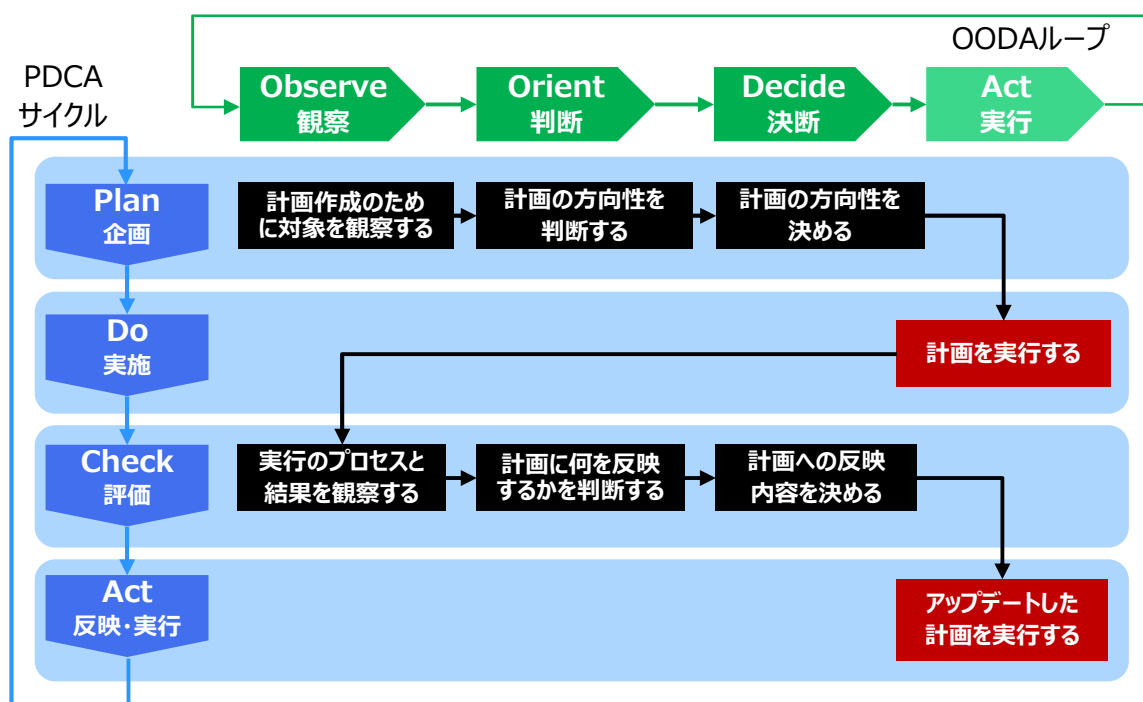


図 1 研究開発マネジメント PDCA サイクルと OODA ループ組み合わせ例

2. 技術評価の目的

NEDO では、次の 3 つの目的のために技術評価を実施しています。

- (1) 業務の高度化等の自己改革を促進する。
- (2) 社会に対する説明責任を履行するとともに、経済・社会ニーズを取り込む。
- (3) 評価結果を資源配分に反映させ、資源の重点化及び業務の効率化を促進する。

3. 技術評価の共通原則

技術評価の実施に当たっては、次の 5 つの共通原則に従って行います。

- (1) 評価の透明性を確保するため、評価結果のみならず評価方法及び評価結果の反映状況を可能な限り被評価者及び社会に公表する。なお、評価結果については可能な限り計量的な指標で示すものとする。

- (2) 評価の明示性を確保するため、可能な限り被評価者と評価者の討議を奨励する。
- (3) 評価の実効性を確保するため、資源配分及び自己改革に反映しやすい評価方法を採用する。
- (4) 評価の中立性を確保するため、可能な限り外部評価又は第三者評価のいずれかによって行う。
- (5) 評価の効率性を確保するため、研究開発等の必要な書類の整備及び不必要な評価作業の重複の排除等に務める。

4. プロジェクト評価/制度評価の実施体制

プロジェクト評価/制度評価については、図2に示す実施体制で評価を実施しています。

- (1) 研究開発プロジェクト/制度の技術評価を統括する研究評価委員会をNEDO内に設置。
- (2) 評価対象プロジェクト/制度毎に当該技術の外部の専門家、有識者等からなる分科会を研究評価委員会の下に設置。
- (3) 同分科会にて評価対象プロジェクト/制度の技術評価を行い、評価（案）を取りまとめる。
- (4) 研究評価委員会の上で報告を得て評価が確定され、理事長に報告。

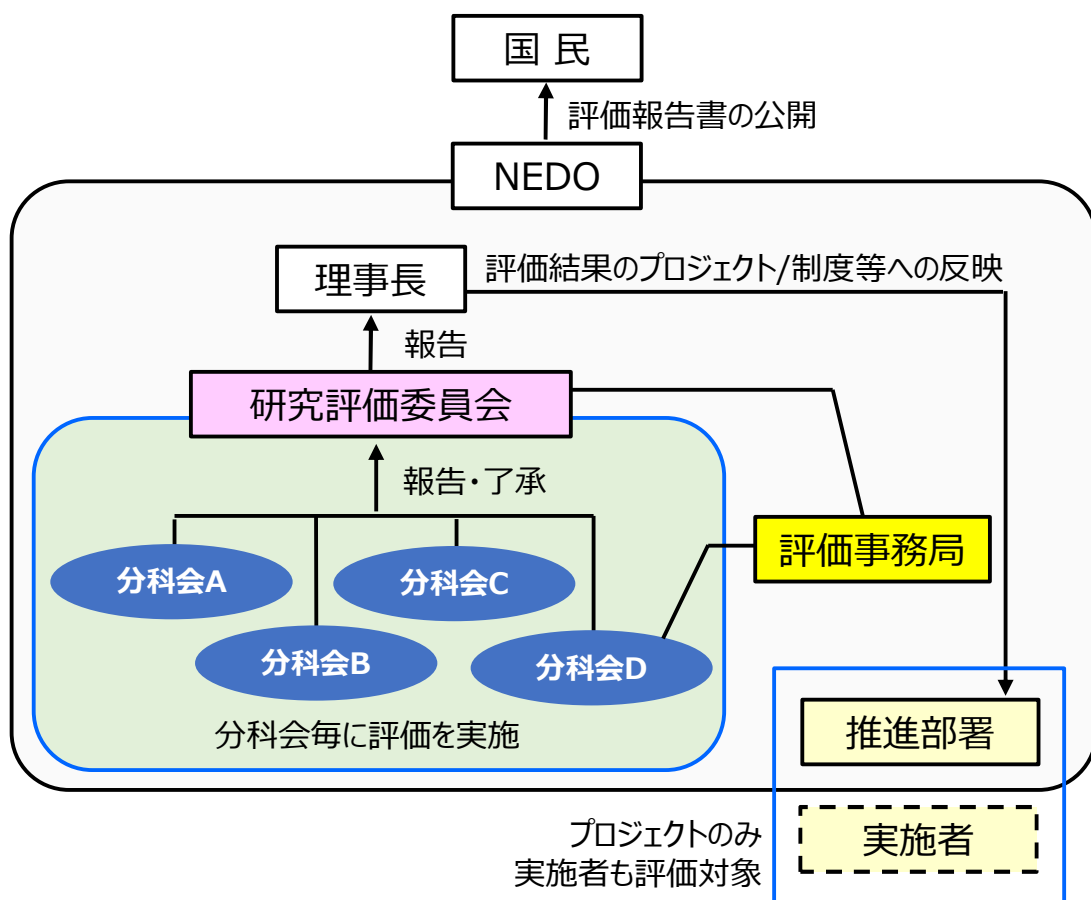


図2 評価の実施体制

5. 評価手順

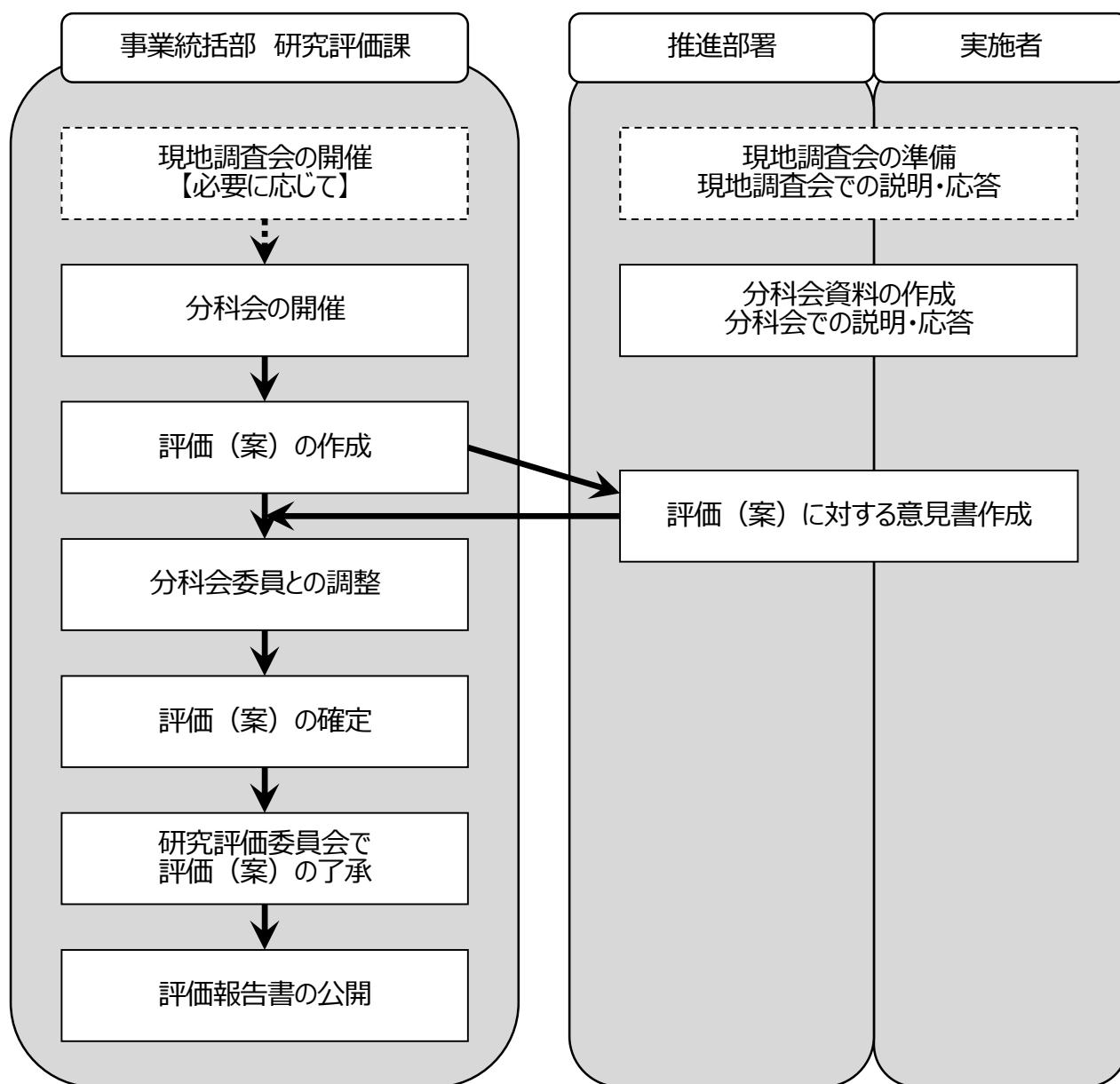


図3 評価作業フロー

「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発／

①－１ 日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発」

(終了時評価) 分科会に係る

評価項目・評価基準

1. 意義・アウトカム（社会実装）達成までの道筋

(1) アウトカム達成までの道筋

- ・「アウトカム達成までの道筋」※の見直しの工程において、外部環境の変化及び当該研究開発により見込まれる社会的影響等を考慮したか。

※ 「アウトカム達成までの道筋」を示す上で考慮すべき事項

- ・将来像（ビジョン・目標）の実現に向けて、安全性基準の作成、規制緩和、実証、標準化、規制の認証・承認、国際連携、広報など、必要な取組が網羅されていること。
- ・官民の役割分担を含め、誰が何をどのように実施するのか、時間軸も含めて明確であること。
- ・本事業終了後の自立化を見据えていること。
- ・幅広いステークホルダーに情報発信するための具体的な取組が行われていること。

(2) 知的財産・標準化戦略

- ・オープン・クローズ戦略は、実用化・事業化を見据えた上で、研究データも含めた上で、クローズ領域とオープン領域が適切に設定されており、外部環境の変化等を踏まえてもなお、妥当であったか。
- ・本事業の参加者間での知的財産の取扱い（知的財産の帰属及び実施許諾、体制変更への対応、事業終了後の権利・義務等）や市場展開が見込まれる国での権利化の考え方は、オープン・クローズ戦略及び標準化戦略に整合し、研究開発成果の事業化に資する適切なものであったか。
- ・標準化戦略は、事業化段階や外部環境の変化に応じて、最適な手法・視点（デジュール、フォーラム、デファクト）で取り組んでいたか。

2. 目標及び達成状況

(1) アウトカム目標及び達成見込み

- ・外部環境の変化及び当該研究開発により見込まれる社会的影響等を踏まえてアウトカム指標・目標値を適切に※見直していたか。
- ・アウトカム目標の達成の見込みはあったか（見込めない場合は原因と今後の見通しは妥当であったか）。

※ アウトカム目標を設定する上で考慮すべき事項

- ・本事業が目指す将来像（ビジョン・目標）と関係のあるアウトカム指標・目標値（市場規模・シェア、エネルギー・CO₂削減量など）及びその達成時期が適切に設定されていること。
- ・アウトカムが実現した場合の日本経済や国際競争力、問題解決に与える効果が優れていること。
- ・アウトカム目標の設定根拠は明確かつ妥当であること。
- ・達成状況の計測が可能な指標が設定されていること。

(2) アウトプット目標及び達成状況

- ・外部環境の変化及び当該研究開発により見込まれる社会的影響等を踏まえてアウトプット指標・目標値を適切に*見直していたか。
- ・最終目標は達成しているか。未達成の場合の根本原因分析や今後の見通しの説明は適切だったか。
- ・副次的成果や波及効果等の成果で評価できるものがあつたか。
- ・オープン・クローズ戦略や実用化・事業化の計画を踏まえて、必要な論文発表、特許出願等が行われていたか。

※ アウトプット目標を設定する上で考慮すべき事項

- ・アウトカム達成のために必要なアウトプット指標・目標値及びその達成時期が設定されていること。
- ・技術的優位性、経済的優位性を確保できるアウトプット指標・目標値が設定されていること。
- ・アウトプット指標・目標値の設定根拠が明確かつ妥当であること。
- ・達成状況の計測が可能な指標（技術スペックとTRL*の併用）により設定されていること。

※TRL：技術成熟度レベル（Technology Readiness Levels）の略。

3. マネジメント

(1) 実施体制

- ・実施者は技術力及び実用化・事業化能力を発揮したか。
- ・指揮命令系統及び責任体制は明確であり、かつ機能していたか。
- ・実施者間での連携、成果のユーザーによる関与など、実用化・事業化を目指した体制となっていたか。
- ・個別事業の採択プロセス（公募の周知方法、交付条件・対象者、採択審査の体制等）は適切であったか。

- ・本事業として、研究開発データの利活用・提供方針等は、オープン・クローズ戦略等に沿った適切なものであったか。また、研究者による適切な情報開示やその所属機関における管理体制整備といった研究の健全性・公平性（研究インテグリティ）の確保に係る取組をしたか。

(2) 研究開発計画

- ・アウトプット目標達成に必要な要素技術の開発は網羅され、要素技術間で連携が取れており、スケジュールは適切に計画されていたか。
- ・研究開発の進捗を管理する手法は適切であったか（WBS^{※1}等）。進捗状況を常に関係者が把握し、遅れが生じた場合、適切に対応していたか。

※1 WBS：作業分解構造(Work Breakdown Structure)の略。

本研究評価委員会報告は、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）事業統括部が委員会の事務局として編集しています。

NEDO 事業統括部 研究評価課

* 研究評価委員会に関する情報は NEDO のホームページに掲載しています。
(https://www.nedo.go.jp/introducing/iinkai/kenkyuu_index.html)

〒212-8554
神奈川県川崎市幸区大宮町1310番地
ミューザ川崎セントラルタワー
TEL 044-520-5160